



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

A decorative graphic on the left side of the page, consisting of overlapping curved shapes in red, orange, and yellow.

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA
DE ORDEN POR LA QUE SE
REVISAN LOS PEAJES DE ACCESO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

21 de enero de 2014

Índice

1.	Antecedentes	10
2.	Fundamentos jurídicos.	11
3.	Contenido de la Orden	14
4.	Valoración	16
4.1.	Consideraciones generales.	17
4.1.1.	Sobre las previsiones de demanda en barras de central y en consumo para 2014	17
4.1.2.	Sobre los costes regulados previstos para 2014	19
4.1.3.	Sobre los ingresos regulados previstos para 2014	32
4.1.4.	Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2014	34
4.1.5.	Sobre el diseño de los peajes de acceso de los consumidores	36
4.2.	Consideraciones particulares a la propuesta de Orden	42
4.2.1.	Artículo 1. Retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte del año 2014	42
4.2.2.	Artículo 3. Retribución a la actividad de distribución para el año 2014	43
4.2.3.	Artículo 5. Incentivo de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2013 y modificación del incentivo de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011	44
4.2.4.	Artículo 7. Anualidades del desajuste de ingresos para 2014	45
4.2.5.	Artículo 10. Reparto del coste del bono social	45
4.2.6.	Artículo 11. Peajes de acceso a partir de 1 de enero 2014	47
4.2.7.	Disposición adicional primera. Liquidación de los costes de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares	47
4.2.8.	Disposición adicional tercera. Mandatos a Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema	48
4.2.9.	Disposición transitoria primera. Consumidores que sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad	48
4.2.10.	Sobre la disposición transitoria segunda. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2014	50
4.2.11.	Sobre la disposición transitoria tercera. Financiación del Operador del Sistema	53
4.2.12.	Disposición transitoria cuarta. Metodología de acceso de las infraestructuras transfronterizas y procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en las interconexiones internacionales	55
4.2.13.	Disposición final primera. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.	56
4.2.14.	Erratas	57

ANEXO I. Solicitud de datos por parte de la dirección general de política energética y minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 201459

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE REVISAN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. Sobre el procedimiento para emitir el informe y la información disponible

Esta Comisión considera que el procedimiento de tramitación de urgencia debe emplearse por razones de probada excepcionalidad y no ser el procedimiento habitual de tramitación empleado para la tramitación de los informes sobre los peajes de acceso.

Estos plazos merman la capacidad de esta Comisión para informar adecuadamente sobre la propuesta de Orden, más aún cuando la información aportada en la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) es escasa. En particular, respecto a las variables de facturación, las hipótesis de cálculo de determinadas partidas de coste e ingresos, así como la cuantificación de algunas de ellas¹.

2. Sobre la previsión de demanda, ingresos y costes previstos en la propuesta de Orden

La propuesta de Orden incluye una disminución de la demanda en barras de central prevista para el cierre de 2013 de 2,7% respecto de la registrada en 2012 y un incremento nulo para el ejercicio 2014. La demanda en consumo prevista para 2014 estima una caída de la demanda de los consumidores de baja tensión y media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW, compensada por el aumento de la demanda del resto de consumidores de media y alta tensión.

Según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2013 resultan un 2,3% inferiores a los previstos en la Orden IET/1491/2013 como consecuencia de la contracción de la demanda, mientras que los ingresos externos a peajes (excluido el crédito extraordinario) se reducen un 5,9%, motivado por una menor recaudación por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

¹ Aspectos puestos de manifiesto también por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Por otra parte, los ingresos por peajes de acceso previstos para el ejercicio 2014 aumentan un 1,9% respecto a los que resultaría de mantener peajes de acceso de la Orden IET/1491/2013. Asimismo, la propuesta de Orden prevé un incremento de los ingresos externos a peajes del 24% (556,9 M€) respecto de la previsión de cierre de 2013, como consecuencia de las disposiciones adicionales (DA) 16ª y 17ª de la Ley 24/2013, con objeto de que la totalidad de la recaudación generada por la modificación del impuesto sobre hidrocarburos se destine a financiar al sector eléctrico.

Los costes previstos para el cierre del ejercicio 2013 incluidos en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden aumentan un 4,6% respecto de los costes previstos en la Orden IET/1491/2013, motivado, fundamentalmente, por la financiación de la totalidad de la compensación extrapeninsular prevista en la Orden IET/1491/2013, conforme a la disposición transitoria decimosexta de la Ley 24/2013, y un menor impacto en el ejercicio 2013 de la revisión de la retribución específica percibida por las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos establecida en el RDL 9/2013, parcialmente compensada por una evolución favorable durante el ejercicio de la retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos y del coste del servicio de interrumpibilidad.

Según las previsiones contenidas en la MAIN, el déficit previsto para el cierre del ejercicio 2013 asciende a 3.595,5 M€, inferior en 4,6 M€ al límite establecido en la disposición adicional sexta de la Ley 24/2013. Asimismo, teniendo en cuenta la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos del sistema previstos para el ejercicio 2014 serían suficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio.

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 considera razonable el escenario de demanda previsto para 2014 en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, siendo similar al previsto por esta Comisión en lo que respecta a la estructura de consumo.

Adicionalmente, cabe señalar que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se aporta información sobre el consumo y las potencias contratadas por periodo horario y grupo tarifario previstas para el ejercicio 2014. Esta información se considera relevante a efectos de valorar adecuadamente el escenario de previsión de ingresos, en la medida en que la facturación por término de potencia representa, aproximadamente, el 70% de los ingresos por peajes de acceso, según el escenario de previsión de la CNMC.

– **Previsión de ingresos**

Respecto al escenario de ingresos previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, cabe señalar la falta de información sobre las variables de facturación de los peajes de acceso y las hipótesis implícitas en la estimación de los ingresos externos a peajes, lo que impide valorar adecuadamente el escenario de ingresos incluido en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden.

Respecto de los ingresos previstos para el ejercicio 2013 se señala la incertidumbre existente sobre la plena materialización de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012, puesta de manifiesto en su Informe de previsión. En este sentido, se señala que en la Liquidación provisional 11/2013 se han registrado ingresos procedentes de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética por importe de 1.711,8 M€ y 349,5 M€ de ingresos procedentes de la subasta de derechos de CO2. Se indica que, los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 corresponden al periodo comprendido entre el 1 de enero y 27 de diciembre de 2013.

Respecto a los ingresos previstos para el ejercicio 2014, se indica, por una parte, que los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso al escenario de previsión de la CNMC para el ejercicio 2014 son similares a los de la propuesta de Orden. Por otra parte, cabe señalar el incremento del 24% (556,9 M€) de los ingresos externos a peajes, respecto de la previsión de cierre de 2013, como consecuencia de las disposiciones adicionales (DA) 16ª y 17ª de la Ley 24/2013, con objeto de que la totalidad de la recaudación generada por la modificación del impuesto sobre hidrocarburos se destine a financiar al sector eléctrico.

– **Previsión de costes regulados**

Respecto de la previsión de costes para el ejercicio 2013 y 2014 se formulan las siguientes observaciones:

- *Retribución del transporte y la distribución*
Se indica que la retribución del transporte y de la distribución de los ejercicios 2013 y 2014 incluida en la propuesta de Orden es similar, aunque no se corresponde con los valores incluidos en el informe “*Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*”.
- *Primas del régimen especial*
Esta Comisión no puede evaluar la previsión, por no disponer de los parámetros económicos y técnicos de la nueva metodología retributiva aplicable a estas instalaciones.

- *Servicio de Interrumpibilidad*
Se considera que no se debería incluir entre los costes previstos para el ejercicio 2014 el coste del servicio de interrumpibilidad asociado a la Orden IET/2013/2013, teniendo en cuenta que en la propia Orden IET/2013/2013 se establece su financiación con cargo a los sujetos con desvíos a bajar. No obstante lo anterior, no se dispone de información para cuantificar el impacto sobre los costes de acceso del nuevo mecanismo de interrumpibilidad.
- *Compensación extrapeninsular*
El importe previsto para el ejercicio 2014 coincide con el importe previsto para el ejercicio 2013, sin que en la Memoria se motive adecuadamente dicho importe. Al respecto, esta Comisión se remite a la previsión contenida en su informe “*Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014*”.
- *Saldo de los pagos por capacidad*
De acuerdo con la última información disponible, el saldo de los pagos por capacidad correspondiente a los ejercicios 2013 y 2014, ascenderían a 621,6 M€ y 746,4 M€, como consecuencia, fundamentalmente de la revisión del sobrecoste del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- *Liquidación definitiva del transporte correspondiente al ejercicio 2008*
Se propone modificar la retribución definitiva del transporte correspondiente al ejercicio 2008 conforme a los valores recogidos en el informe “*Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*”.
- *Liquidaciones definitivas de los ejercicios 2008-2011*
La CNMC no dispone de la información necesaria para estimar el impacto de las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2009, 2010 y 2011.
- *Impacto de las medidas del RDL 9/2013*
La disposición final quinta de la Ley 24/2013 ha modificado el punto 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de forma que se elimina la limitación de imputar las diferencias resultantes del nuevo régimen retributivo en liquidaciones del mismo ejercicio y se amplía de seis a nueve el número de liquidaciones. En consecuencia, el impacto de las medidas introducidas en el RDL 9/2013 se imputan tanto al ejercicio 2013 como al ejercicio 2014. No obstante lo anterior, a falta de publicar los parámetros económicos, esta Comisión no dispone de información para cuantificar dicho impacto.

– ***Suficiencia de los ingresos para cubrir los costes***

Según el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los ingresos del sistema serían suficientes para cubrir los costes de acceso previstos para 2014.

No obstante, esta Comisión considera importante indicar que la suficiencia del ejercicio 2014 dependerá, en gran medida, por una parte, de la publicación de los cambios normativos introducidos en la retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos y, por otra, de la materialización de los ingresos externos a peajes (esto es, de la financiación del 50% del coste previsto para 2014 correspondiente a la Compensación extrapeninsular con cargo a los presupuestos Generales del Estado y de la plena materialización de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y de las subastas de derechos de CO₂).

3. Sobre el diseño de los peajes de acceso

La propuesta de Orden incorpora variaciones significativas de los términos de potencia y energía sobre los establecidos en la Orden IET/1491/2013. En particular, la propuesta modifica el diseño de los peajes de acceso de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, incrementando para tales consumidores los términos de potencia y reduciendo los términos de energía.

En relación con la modificación del diseño de peajes de acceso, esta Comisión considera que la Orden de peajes debería incorporar una mayor justificación sobre la necesidad de modificar la estructura de los peajes de acceso para determinados consumidores.

En particular, si bien el aumento de los términos de potencia pudiera estar justificado en los términos que establece la normativa comunitaria, en particular, la Directiva 2009/72 y el Reglamento 714/2009, la propuesta de Orden, a falta de la metodología de asignación que deberá aprobar la CNMC, propone un diseño de peajes con un cambio en la estructura de los mismos y un impacto diferenciado del término de potencia entre distintos tipos de consumidores conectados a la red de baja tensión, que, no obstante, no queda suficientemente justificada.

4. Consideraciones específicas al articulado

Se realizan las siguientes consideraciones adicionales:

- *Anualidades del desajuste de ingresos*

Se indica una errata en la Anualidad correspondiente a FADE, cuyo importe se corresponde con el total. En consecuencia, se hace necesario sustituir el valor de “2.686.820.523” por “2.301.901.502,97”.

- *Aplicación de los peajes a partir de 1 de enero de 2014*
Teniendo en cuenta el impacto de las refacturaciones sobre los consumidores, se sugiere que los peajes sean de aplicación a partir de la entrada en vigor de la Orden, lo que hace necesario ajustar los mismos a efectos de asegurar los ingresos del sistema.
- *Liquidación de los costes de los sistemas insulares y extrapeninsulares*
Se propone incluir un epígrafe 2 en la disposición adicional primera, a efectos de incorporar como ingresos o costes liquidables del sistema los saldos de la cuenta con destino específico de las compensaciones insulares y extrapeninsulares.
- *Mandatos al Operador del Sistema*
Se señala que de acuerdo con la recomendación de la Comisión Europea en relación con los mecanismos de capacidad, los costes derivados de estos mecanismos deberían financiarse por los consumidores en proporción a su demanda en periodos de punta o escasez.
- *Retribución de los operadores del Sistema y del Mercado*
Teniendo en cuenta que las retribuciones del Operador del Mercado y del Operador del Sistema podrán modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, esta Comisión considera inapropiado el incremento de dichas retribuciones dado el carácter provisional las mismas.
- *Consumidores en régimen transitorio*
Se propone suprimir el primer párrafo de la disposición transitoria primera, en la medida en que ya está recogido en la Orden ITC/1659/2009.
Por otra parte, se considera necesario diferenciar las penalizaciones por colectivo de consumidores, teniendo en cuenta que los peajes subyacentes son diferentes.
- *Metodología de acceso a las infraestructuras transfronterizas*
Si bien se considera adecuada la derogación de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, debería salvaguardarse la vigencia de ciertos aspectos económicos relativos a intercambios intracomunitarios e internacionales que se desarrollan en la mencionada Orden (artículo 5) que podrían exceder el ámbito de la Circular.
- *Modificación de la Orden IET/2013/2013 por la que se regula el servicio de interrumpibilidad*
Esta Comisión considera que el repercutir el coste fijo mensual del servicio de interrumpibilidad sobre los sujetos con desvíos a bajar puede

distorsionar los mercados de operación que permiten la resolución de estos desvíos, ya que supone repercutir sobre el desvío a bajar un importe que no está asociado directamente con el coste variable que supone resolverlo. Esta medida iría en detrimento de la eficiencia del mecanismo de ajuste del desvío, ya que incentivaría a los agentes a hacer sus previsiones situándose más cerca del desvío a subir, y evitar así tener que financiar el coste de la interrumpibilidad.

En este sentido, puesto que el servicio de interrumpibilidad es un servicio orientado a facilitar la cobertura de la demanda a medio plazo, esta Comisión considera que sería más adecuado que el coste fijo se financiara mediante la bolsa de pagos por capacidad, de forma similar al incentivo a la inversión o las restricciones por garantía de suministro.

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE REVISAN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en su reunión de 21 de enero de 2014, ha aprobado el presente informe, relativo a la propuesta de Orden por la que revisan los peajes de acceso de energía eléctrica (en adelante, propuesta de Orden).

La solicitud de informe preceptivo tuvo entrada en esta Comisión el 30 de diciembre de 2013, por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MINETUR).

Este informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. Antecedentes

Con fecha 8 de octubre de 2013 la Dirección General de Política Energética y Minas solicitó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los datos para elaborar el escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014, de conformidad con el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013. Dicha información fue remitida con fecha 29 de noviembre de 2013² (en adelante, Informe de la CNMC).

El 12 de diciembre de 2013, como complemento al citado Informe de la CNMC, se recibió un escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas solicitando una ampliación de la información relativa a la retribución del transporte y la distribución, así como la previsión de las cuantías a las que ascienden los incentivos a la mejora de calidad de suministro y a la reducción de pérdidas. De conformidad con los artículos 5.1.i) y 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la CNMC, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión del día 19 de diciembre de 2013 ha acordado emitir el informe *“Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”*.

Adicionalmente, se indica que de conformidad con el mandato establecido en el apartado 2 de la disposición transitoria primera del Real Decreto-Ley 9/2013, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el 3 de diciembre de

² Ver Anexo I

2013, la “*Propuesta de fijación de los porcentajes de financiación del bono social*”.

El 30 de diciembre de 2013 se recibió en la CNMC la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica junto con la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) para que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe con carácter urgente. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Con posterioridad, el 14 de enero de 2014 se recibió una nueva MAIN, que incorporaba respecto a la anterior un cuadro de previsiones de ingresos y costes del ejercicio 2014, solicitándose un nuevo trámite de audiencia con carácter de urgente, lo que fue realizado en el mismo día de recepción.

2. Fundamentos jurídicos.

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

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

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

Por su parte, la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, determina que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de la

estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la mencionada Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

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

En el ejercicio de dicha función, la extinta Comisión Nacional de Energía remitió el 18 de junio de 2012 a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para Consulta Pública la “Metodología de asignación de costes a los peajes de acceso eléctricos”, aprobada por su Consejo en su sesión de 14 de junio de 2012.

Asimismo, el pasado 17 de mayo de 2013 dicha Comisión remitió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, para observaciones, un borrador de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. No habiendo sido aprobada la citada Circular, en el momento de elaboración del presente informe.

Por su parte, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico determina que hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de dicha ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

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

Por tanto, la estructura de los peajes de acceso vigente aplicable para 2014 se encuentra definida en el capítulo VI de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de

junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética y en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, son los fijados en el anexo i de dicha orden.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en relación con los desajustes temporales para 2013, que las cantidades aportadas serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado. En este sentido, la disposición adicional decimoctava de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico reconoce para el año 2013 la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la Orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Por otra parte, se debe tener en cuenta la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico en lo relativo a la financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares partir de 1 de enero de 2014.

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

No obstante, y de acuerdo a lo establecido en la disposición transitoria decimosexta de la Ley 24/2013, el extracoste de la actividad de producción en dichos sistemas para el ejercicio 2013 será financiado con cargo al sistema de liquidaciones del sector eléctrico considerándose a estos efectos como coste del sistema eléctrico del ejercicio 2013.

Por otra parte, 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, recoge en sus artículos 4.2 y 5.2 que la retribución a percibir por las actividades de distribución y transporte desde el 1 de enero del año 2014 hasta que se inicie el primer periodo regulatorio al amparo del real decreto de retribución de la actividad de distribución a que se hace referencia en el artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, se calculará de acuerdo con la metodología recogida en los anexos II y IV de dicho Real Decreto-ley en los que se recoge la formulación detallada para el cálculo de la retribución.

En relación con el Bono Social, y en aplicación de lo establecido en el artículo 8 de dicho Real Decreto-Ley el pasado 3 de diciembre de 2013 fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de esta Comisión “Propuesta de fijación de los porcentajes de financiación del bono social”.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, resultarán de aplicación de manera transitoria a partir del 1 de enero de 2014 las tarifas y primas de régimen especial de acuerdo a lo dispuesto en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, y en la Orden IET/1491/2013.

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

Se debe tener en cuenta que de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria segunda de dicha Orden los consumidores que vinieran prestando el servicio en dicha temporada de acuerdo a lo dispuesto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, percibirán la retribución equivalente a los meses que hubieran transcurrido hasta la aplicación del nuevo mecanismo.

3. Contenido de la Orden

La propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, once artículos, cuatro disposiciones adicionales, cinco disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, dos disposiciones finales y tres anexos.

Los **artículos 1 a 9** establecen la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2014. En particular, en el artículo 1 establece la retribución de transporte prevista para el año 2014. En el artículo 2 se establece el incentivo a la disponibilidad de la red de transporte correspondiente a la retribución de los años 2013 y 2014. En el artículo 3 se establece la retribución de la actividad de distribución. El artículo 4 recoge el detalle del incentivo de calidad del servicio correspondiente a la retribución de la distribución del año 2014. En el artículo 5 se recoge la cuantía del incentivo de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución de la distribución del año 2013 y la revisión del incentivo de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011, respectivamente. En el artículo 6 establece el desglose de la gestión comercial para 2014. En el artículo 7 se determinan las anualidades del desajuste de ingresos para 2014. En el artículo 8 establece en un máximo de 550 millones de euros la previsión de los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para 2014. Finalmente, en el artículo 9 se recogen los valores concretos de los porcentajes de los costes definidos como cuotas con destinos específicos según el Real Decreto 2017/21997.

El **artículo 10** determina el reparto del coste del bono social a partir de 1 de enero de 2014.

En el **artículo 11** se fijan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2014, así como los coeficientes para el cálculo de las pérdidas de transporte y distribución, por cada peaje de acceso.

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

- La financiación de la totalidad de la compensación extrapeninsular correspondiente al ejercicio 2013 con cargo a las liquidaciones del ejercicio 2013.
- La prórroga de la aplicación del servicio de disponibilidad a medio plazo.
- Mandatos a REE como Operador del Sistema (OS), de elaboración de una propuesta de metodología de cálculo de los coeficientes de firmeza de cada una de las tecnologías de producción de energía eléctrica así como un valor concreto de coeficientes de firmeza, y una propuesta de metodología de reparto de los costes correspondientes a la retribución del servicio de disponibilidad.
- Que las liquidaciones a realizar por el OS deberán ajustarse a lo dispuesto en el artículo 18 y la Disposición transitoria decimotercera de la Ley del Sector Eléctrico.

En las **disposiciones transitorias** se establece:

- El régimen transitorio de los consumidores que sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad.
- La retribución del Operador del Mercado (OM) y del Operador del Sistema para el ejercicio 2014, así como los correspondientes precios que deben aplicar ambos agentes a los productores de energía y a los comercializadores, consumidores directos en el mercado y gestores de carga.
- Régimen transitorio de la normativa a aplicar en la gestión de las interconexiones internacionales hasta el desarrollo por parte de la CNMC de la metodología correspondiente en virtud de lo dispuesto en la Ley 3/2013, de 4 de junio.
- Prórroga de las tarifas y primas aplicables a las instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos establecidas en la Orden IET/221/2013 y Orden IET/1491/2013, en tanto no se establezca el nuevo esquema retributivo.

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

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

- La disposición final primera realiza una modificación de la Orden IET/2013/2013, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, con objeto de reducir el requisito de disponibilidad por periodo y modificar el esquema de liquidaciones.
- La disposición final segunda establece que la orden tendrá efectos desde el día siguiente a su publicación en el BOE.

4. Valoración

Esta Comisión considera que **el procedimiento de tramitación de urgencia debe emplearse por razones de probada excepcionalidad** y no ser el procedimiento habitual de tramitación empleado para la tramitación de los informes sobre los peajes de acceso.

Estos plazos merman la capacidad de esta Comisión para informar adecuadamente sobre la propuesta de Orden, más aún cuando la

información aportada en la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) es escasa. En particular, respecto a las variables de facturación, las hipótesis de cálculo de determinadas partidas de coste e ingresos, así como la cuantificación de algunas de ellas.

Lo anterior ha sido puesto también de manifiesto por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Dada la trascendencia que tiene la propuesta tarifaria, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para establecer su recuperación mediante los peajes de acceso e ingresos externos, sobre los distintos colectivos de consumidores, los miembros del Consejo Consultivo han criticado, tanto la falta de información remitida como el escaso margen para poder analizar la propuesta de Orden, y la utilización de la tramitación de urgencia como procedimiento habitual empleado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) para los informes sobre propuestas normativas de los peajes de acceso.

Por otra parte, esta Comisión considera que en la disposición derogatoria se deben identificar aquellas disposiciones de igual o inferior rango que son derogadas con la entrada en vigor de esta Orden.

Por último, se señala que la propuesta de Orden desarrolla las previsiones en lo que a costes del sistema y peajes de acceso se refiere, para cumplir lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

4.1. Consideraciones generales.

4.1.1. Sobre las previsiones de demanda en barras de central y en consumo para 2014

Se considera razonable el escenario de demanda previsto para 2014 en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, siendo similar al previsto por esta Comisión en lo que respecta a la estructura de consumo.

En el Cuadro 1 se resumen las **previsiones de demanda en barras de central (b.c.)** para el cierre del ejercicio 2013 y 2014, según la información que acompaña a la propuesta de Orden.

La demanda en b.c. para el cierre de 2013 se corresponde con las previsiones recogidas en el informe elaborado por la CNMC y remitidas el pasado 29 de noviembre, en respuesta a su solicitud información para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para

2014 (en adelante, Informe de la CNMC³). La demanda en b.c. para el 2014 se mantiene constante.

En el Cuadro 2 se presenta la **estructura de la demanda en consumo prevista para el cierre de 2013 y 2014**, de acuerdo con la MAIN que acompaña a la propuesta de Orden.

La composición de la demanda en consumo prevista para 2013 se corresponde con las previsiones del Informe de la CNMC. La composición de la demanda en consumo por peaje de acceso prevista para el 2014, según la MAIN, resulta de imponer a la demanda prevista para el ejercicio 2013 (234.748 GWh) la estructura de consumo por grupo tarifario prevista por la CNMC para 2014.

Cuadro 1. Demanda en barras de central 2012, previsiones para el cierre de 2013 y 2014 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Real 2012	Previsión cierre 2013		Previsión 2014	
	GWh	GWh	% variación 13 sobre 12	GWh	% variación 14 sobre 13
<i>Peninsular</i>	251.710	244.820	-2,7%	244.820	0,0%
<i>Extrapeeninsular</i>	15.141	14.712	-2,8%	14.712	0,0%
<i>Demanda nacional</i>	266.850	259.532	-2,7%	259.532	0,0%

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

³ En el Anexo I del informe se incluye el informe "Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014".

**Cuadro 2. Previsión de demanda en consumo para el cierre de 2013 y 2014
desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de
Orden**

Peaje	Previsión de cierre 2013		Previsión 2014		% variació 2014 sobre 2013	
	Nº de clientes	Consumo (GWh)	Nº de clientes (1)	Consumo (GWh) (2)	Nº de clientes	Consumo (GWh)
Baja Tensión	28.595.265	115.231	28.592.608	114.699	0,0%	-0,5%
Pc ≤ 10 kW	26.919.468	69.998	26.931.627	69.804	0,0%	-0,3%
2.0 A	25.806.726	62.645	25.771.368	62.276	-0,1%	-0,6%
2.0 DHA	1.111.980	7.350	1.159.077	7.523	4,2%	2,4%
2.0 DHS	762	3	1.182	5	55,0%	74,6%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	900.646	9.665	887.556	9.552	-1,5%	-1,2%
2.1 A	717.815	6.519	711.733	6.428	-0,8%	-1,4%
2.1 DHA	182.752	3.145	175.596	3.122	-3,9%	-0,8%
2.1 DHS	80	2	227	2	185,5%	24,2%
Pc > 15 kW (3.0 A)	775.151	35.568	773.425	35.343	-0,2%	-0,6%
3.0 A	775.151	35.568	781.387	35.343	0,8%	-0,6%
Media tensión	105.806	70.257	105.591	70.702	-0,2%	0,6%
3.1 A	85.982	15.478	85.593	15.381	-0,5%	-0,6%
6.1	19.824	54.779	19.998	55.322	0,9%	1,0%
Alta tensión	2.554	49.260	2.572	49.347	0,7%	0,2%
6.2	1.604	16.582	1.607	16.755	0,2%	1,0%
6.3	429	9.037	429	9.122	0,1%	0,9%
6.4 (3)	521	23.641	536	23.470	2,9%	-0,7%
Total	28.703.625	234.748	28.700.771	234.748	0,0%	0,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

- (1) Corregida la errata en la suma del número de clientes del cuadro de la MAIN.
- (2) Resultado de imponer a la demanda en consumo prevista en la MAIN la estructura de consumo prevista por la CNMC para 2014.
- (3) Incluye Traspase Tajo-Segura

En cualquier caso, en la MAIN no se aporta información sobre las potencias contratadas por periodo horario y grupo tarifario. Esta información se considera relevante a efectos de valorar adecuadamente el escenario de previsión de ingresos, en la medida en que la facturación por término de potencia representa, aproximadamente, el 70% de los ingresos por peajes de acceso, según el escenario de previsión de la CNMC.

4.1.2. Sobre los costes regulados previstos para 2014

En el siguiente apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2013 incluido en la propuesta de Orden, al ser una partida de coste con impacto en el escandallo de costes de 2014.

En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2014: cabe indicar que, primero, se exponen las previsiones incluidas en la propuesta de Orden y memoria justificativa y, posteriormente, se incluyen las consideraciones de la CNMC, en su caso, sobre las estimaciones presentadas en la propuesta de Orden.

- **Desajuste del ejercicio 2013**

En relación con el desajuste de ingresos de 2013, cabe señalar que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, incluye diversas disposiciones con impacto en el desajuste de ingresos de 2013.

Así, la disposición adicional decimoctava de la citada Ley 24/2013 reconoce la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de €, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Por otra parte, la disposición transitoria decimosexta establece que los extracostes derivados de las actividades insulares y extrapeninsulares correspondientes a 2013 serán financiados con cargo al sistema de liquidaciones del sector considerándose a todos los efectos como coste del sistema eléctrico para 2013.

Finalmente, la disposición final quinta modifica el punto 2 de la disposición transitoria del Real Decreto-ley 9/2013, de forma que elimina la limitación de imputar las diferencias resultantes del nuevo régimen retributivo en liquidaciones del mismo ejercicio y amplía de seis a nueve el número de liquidaciones.

En el Cuadro 3 se comparan los costes de acceso previstos para el 2013 en la Orden IET/1491/2013 y los considerados en la propuesta de Orden. Se observa que, los costes de acceso previstos para el cierre de 2013 en la propuesta de Orden (21.394 M€) resultan un 2% superiores (+411,2 M€) a los previstos en la Orden IET/1491/2013 (20.982,9 M€), debido, fundamentalmente, a la financiación de la totalidad de la compensación extrapeninsular prevista en la Orden IET/1491/2013, parcialmente compensada por una evolución favorable de la retribución específica percibida por las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos y del coste del servicio de interrumpibilidad respecto de los previstos en la Orden IET/1491/2013.

Sin embargo, como resultado de considerar otros costes e ingresos extraordinarios, los costes regulados previstos para el cierre de 2013 (20.436,5 M€) aumentan un 4,6% (901,6 M€) respecto de los previstos en la Orden IET/1491/2013 (19.534,9 M€). Ello es resultado, fundamentalmente, del aumento de los costes correspondientes a determinadas partidas, que no ha sido compensado por la evolución favorable de otras partidas. En particular, aquellas partidas que han supuesto un incremento de los costes totales son las siguientes:

- Mayor coste de la compensación extrapeninsular de ejercicios anteriores (de 138.000 a 251.000 miles de euros).
- Mayor coste de la financiación del bono social (de 181.350 a 228.400 miles de euros).
- Menor impacto de la revisión de la retribución del régimen especial (de -749.589 miles de euros en la Orden IET/1491/2013 a -333.333 miles de euros en la propuesta de Orden).

Por su parte, aquellas partidas que han compensado parcialmente a las anteriores han sido las siguientes:

- Menor coste del mecanismo de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro (RGS), de 359.314 a 246.000 miles de euros.
- Mayor excedente del Fondo de Titulización (de -709.200 a -901.100 miles de euros).

Cuadro 3. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para 2013 en la Orden ITC/1491/2013 y en la propuesta de Orden.

Coste de acceso (Miles €)	Orden IET/1491/2013 (A)	Propuesta de Orden (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Coste Transporte	1.597.136	1.604.385	7.249	0,5%
Coste Distribución	4.995.539	4.967.256	- 28.283	-0,6%
Coste Gestión Comercial	56.701	56.701	-	0,0%
Costes de diversificación	10.666.500	10.137.600	- 528.900	-5,0%
Prima RE	9.842.000	9.380.000	- 462.000	-4,7%
Servicio de interrumpibilidad	748.900	682.000	- 66.900	-8,9%
Resto	75.600	75.600	-	0,0%
Costes Permanentes	923.997	1.826.997	903.000	97,7%
Tasa CNMC	20.997	20.997	-	0,0%
Compensación extrapeninsular	903.000	1.806.000	903.000	100,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.668.038	2.681.220	13.182	0,5%
Imputación de pérdidas	75.000	120.000	45.000	60,0%
Costes de acceso (A)	20.982.911	21.394.159	411.248	2,0%
Costes(+)/ingresos(-) liquidables (B)	- 1.447.975	- 957.641	490.334	-33,9%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad	- 472.740	- 555.468	- 82.728	17,5%
Ingresos Pagos por capacidad	1.471.516	1.437.664	- 33.852	-2,3%
Coste Pagos por Capacidad	998.776	882.196	- 116.580	-11,7%
<i>Incentivo a la inversión</i>	451.196	451.196	-	0,0%
<i>Incentivo a la disponibilidad</i>	188.266	185.000	- 3.266	-1,7%
<i>Resolución Restricciones por Garantía de Suministro</i>	359.314	246.000	- 113.314	-31,5%
Financiación Bono Social	181.350	228.400	47.050	25,9%
Compensación extrapeninsular 2011 y 2012	138.000	251.000	113.000	81,9%
Excedente del Fondo de Titulización	- 709.200	- 901.100	- 191.900	27,1%
Liquidación definitiva 2008	-	112.653	112.653	
Retribución definitiva transporte 2008-2011	- 110.000	- 33.997	76.003	-69,1%
Retribución definitiva 2008	-	- 33.997	- 33.997	
Retribución definitiva 2009	-	-	-	
Retribución definitiva 2010	-	-	-	
Retribución definitiva 2011	-	-	-	
Retribución distribución por calidad de servicio 2011	74.204	74.204	-	
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 749.589	- 333.333	416.256	
Coste intereses definitivos por deficit posteriores a 2009	200.000	200.000	-	0,0%
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	19.534.936	20.436.518	901.582	4,6%

Fuentes: Orden IET/1491/2013, propuesta de Orden y memoria que le acompaña.

Cabe señalar que, los costes previstos para el cierre de 2013 según la información contenida en la MAIN, son similares a los previstos por la CNMC en su informe, actualizados los costes del transporte y la distribución con la última información disponible (véase epígrafe 4.2y Anexo I).

No obstante lo anterior, se señalan los siguientes aspectos:

– *Retribución del transporte*

La retribución del transporte prevista para el 2013 es coherente con los valores contenidos en la Orden IET/2442/2013. Al respecto, se indica que se observa una diferencia de 17 miles de € entre la retribución del segundo periodo establecida en la citada Orden correspondiente a Red Eléctrica de España, S.A. (690.268 miles de €) y la retribución incluida en el informe “*Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*” (690.251 miles de €).

– *Retribución de la distribución*

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, la retribución de la distribución prevista para el ejercicio 2013 asciende a 4.904.433 miles de euros, en lugar de 4.904.312 miles de € que resultan de considerar el informe de “*Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014*”, actualizado por el informe “*Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*”, así como la Orden IET/2442/2013.

– *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la MAIN, el saldo de los pagos por capacidad representa un superávit estimado en 555,5 M€, cifra inferior en 66,2 M€ a la registrada en la liquidación provisional de diciembre (véase Cuadro 4).

Cabe señalar que la diferencia respecto del coste del mecanismo de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro previsto por la CNMC se debe, por una parte, al escaso hueco térmico registrado en los meses de octubre y noviembre, que ha dado lugar a que la producción haya sido inferior a la prevista por el Operador del Sistema para estos meses y, por otra parte, a los elevados precios registrados en el mercado en el mes de diciembre, que ha dado lugar a un sobrecoste negativo⁴.

⁴ Debido a que la retribución regulada es inferior a la liquidación de la producción a los precios registrados en el mercado diario.

No obstante, se ha de señalar que dicho sobrecoste anual corresponde a la liquidación provisional realizada por el Operador del Sistema, y que los costes fijos provisionales de estas centrales fueron variabilizados teniendo en cuenta del volumen máximo previsto. Por ello, dado que en 2013 se ha quemado finalmente un 57% del volumen máximo previsto, la liquidación definitiva podrá ser significativamente superior a la provisional.

Cuadro 4. Saldo de los pagos por capacidad previsto para el ejercicio 2013 según la información que acompaña a la propuesta de Orden y la liquidación provisional de diciembre de 2013

	Propuesta de Orden	Liquidación provisional de diciembre
Costes(+)/ingresos(-) liquidables (B)	- 555.468	- 621.662
<i>Ingresos Pagos por capacidad</i>	1.437.664	1.464.473
<i>Coste Pagos por Capacidad</i>	882.196	842.811
Incentivo a la inversión	451.196	458.992
Incentivo a la disponibilidad	185.000	185.293
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro	246.000	198.526

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y Operador del Sistema

– *Impacto de las medidas del RDL 9/2013 sobre el régimen especial*

La Orden IET/1491/2013 estimó en 749,6 M€ el impacto de las medidas introducidas sobre la retribución del régimen especial. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden que ahora se informa el impacto del citado RDL 9/2013 en el ejercicio 2013 asciende a 333,3 M€ y en el ejercicio 2014 a 166.667, sin que en la misma se justifiquen los motivos de dicha reducción.

Al respecto, cabe señalar la disposición final quinta de la Ley 24/2013 ha modificado el punto 2 de la disposición transitoria del Real Decreto-ley 9/2013, de forma que se elimina la limitación de imputar las diferencias resultantes del nuevo régimen retributivo en liquidaciones del mismo ejercicio y se amplía de seis a nueve el número de liquidaciones.

– *Liquidación definitiva del ejercicio 2008*

Según la última información disponible por la CNMC, la liquidación definitiva del ejercicio 2008, sin considerar el impacto de la retribución definitiva del transporte, ascendería a 117.275,3 miles de €, cifra 4.622,3 miles de € superior a la considerada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

– *Retribución definitiva del transporte correspondiente al ejercicio 2008*

La retribución definitiva del transporte incluida en la Memoria no es consistente con la información de la Orden IET/2442/2013. En particular, la retribución definitiva del transporte supone un menor coste de 42.307 miles de €, resultado de la diferencia entre la retribución provisional incluida en liquidación provisional 14/2008 (1.246.428 miles de €) y la retribución establecida en la Orden IET/2442/2013 (1.204.121 miles de €, resultantes de añadir a la retribución de las redes, 1.187.837 miles de €, el incentivo a la disponibilidad, 16.284 miles de €)

Respecto del resto de partidas de coste, esta Comisión se remite al informe remitido al MINETUR (véase Anexo I).

En el Cuadro 5 se muestra el **déficit previsto para 2013 según la MAIN de la propuesta de Orden**. Se indica que, según la memoria, los ingresos por peajes de acceso se corresponden con la previsión de la CNMC para el cierre del ejercicio 2013, con la excepción de los ingresos procedentes de los peajes de generadores (para los que se mantiene la previsión de la Orden IET/1491/2013) y los ingresos procedentes de los peajes de las interconexiones y rentas de congestión (superiores en 11,9 M€ a los previstos por la CNMC). Los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (2.350 M€) y de la subastas de derechos de CO₂ (326,1 M€) ascienden a 2.676,1 M€, cifra inferior a la prevista en la Orden IET/1491/2013 (2.843,4 M€).

Según las previsiones contenidas en la MAIN, el déficit previsto para el cierre del ejercicio 2013 asciende a 3.595,5 M€, inferior en 4,6 M€ al límite establecido en la disposición adicional sexta de la Ley 24/2013.

Este déficit incluye la previsión de entrada de 2.350,0 M€ en 2013 procedentes de ingresos tributarios y 326,1 M€ procedentes de subasta de derechos de CO₂ de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Esta Comisión señala que en la Liquidación provisional 11/2013 se han registrado ingresos tributarios por importe de 1.711,8

M€, e ingresos procedentes de la subasta de derechos de CO₂ por importe de 349,5 M€ de, correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 17 de diciembre de 2013.

Cuadro 5. Déficit previsto para el ejercicio 2013 según la información que acompaña a la propuesta de Orden

	Propuesta de Orden
Ingresos regulados (miles €) (A)	14.165.004
Ingresos por tarifas de acceso	14.131.419
Ingreso peajes de acceso	13.692.000
Ingresos reactiva y excesos capacidad	213.819
Ingresos por exportaciones	102.600
Peajes Generadores	123.000
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	33.585
Costes de acceso (miles €) (B) (1)	21.394.159
Saldo Pagos por capacidad (miles €) (C)	- 555.468
Ingresos y Costes Extraordinarios	- 402.173
Déficit/superávit 2013 actividades reguladas (E) = (A) - (B) - (C) - (D)	- 6.271.514
Otros ingresos previstos (miles €) (F)	2.676.145
Ingresos Ley de Medidas Fiscales	2.350.000
Ingresos por CO ₂	326.145
Déficit/superávit total (miles €) (E) + (F)	- 3.595.369

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

(1) Incluye imputación de pérdidas

- **Costes previstos para 2014**

En el Cuadro 6 se comparan los costes previstos para 2013 y 2014, según la información que acompaña a la propuesta de Orden. Se prevé una reducción del 11,3% de los costes de acceso, consecuencia de la reducción del 50% de la compensación extrapeninsular, del 18,7% de las retribución específica recibida por las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, del 19,4% del coste del servicio de interrumpibilidad, parcialmente compensado por un incremento del 10,7% de las

anualidades para la financiación del déficit, debido a la incorporación de la anualidad para la financiación del déficit del ejercicio 2013.

Según la MAIN, los costes totales previstos para 2014, una vez incorporado el saldo de los pagos por capacidad (-545 M€) y considerando el impacto de los ingresos y costes extraordinarios, ascienden 18.195,4 M€, cifra inferior en 1.712,2 M€ (-8,6%) a los costes previstos para el cierre del ejercicio 2013

Cuadro 6. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para el cierre de 2013 y 2014, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Coste de acceso (Miles €)	Previsión cierre 2013	Previsión 2014 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Coste Transporte	1.604.385	1.673.890	69.505	4,3%
Coste Distribución	4.967.256	4.986.444	19.188	0,4%
Coste Gestión Comercial	56.701	56.701	-	0,0%
Costes de diversificación	10.137.600	8.246.871	- 1.890.729	-18,7%
Primas del Régimen Especial	9.380.000	7.630.000	- 1.750.000	-18,7%
Servicio de interrumpibilidad	682.000	550.000	- 132.000	-19,4%
Resto	75.600	66.871	- 8.729	-11,5%
Costes Permanentes	1.826.997	925.059	- 901.938	-49,4%
Tasa CNMC	20.997	22.059	1.062	5,1%
Compensación extrapeninsular	1.806.000	903.000	- 903.000	-50,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.681.220	2.966.992	285.772	10,7%
Imputación de pérdidas	120.000	120.000	-	0,0%
Costes de acceso (A)	21.394.159	18.975.957	- 2.418.202	-11,3%
Costes(+)/ingresos(-) liquidables (B)	- 1.486.550	- 780.551	705.999	-47,5%
Déficit (+) Superavit (-) Pagos por Capacidad	- 555.468	- 545.239	10.229	-1,8%
Ingresos Pagos por capacidad	1.437.664	1.462.347	24.683	1,7%
Coste Pagos por Capacidad	882.196	917.108	34.912	4,0%
<i>Incentivo a la inversión</i>	451.196	270.603	- 180.593	-40,0%
<i>Incentivo a la disponibilidad</i>	185.000	187.096	2.096	1,1%
<i>Resolución Restricciones por Garantía de Suministro</i>	246.000	459.409	213.409	86,8%
Financiación Bono Social	228.400	-	- 228.400	-100,0%
Compensación extrapeninsular 2012	251.000	-	- 251.000	-100,0%
Excedente del Fondo de Titulización	- 901.100	-	901.100	-100,0%
Liquidación definitiva 2008-2011	112.653	-	- 112.653	-100,0%
Retribución definitiva transporte 2008-2011	- 33.997	- 111.178	- 77.181	227,0%
Retribución de la distribución por calidad 2011	74.204	-	- 74.204	-100,0%
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 749.589	- 166.667	582.922	-77,8%
Definición tipo del interés por deficit posteriores a 2009	200.000	-	- 200.000	-100,0%
Revisión incentivo reducción pérdidas incluido retribución 2011	-	- 7.467	7.467	-
Cierre Liquidaciones 2009-2011	-	50.000	50.000	-
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	19.907.609	18.195.406	- 1.712.203	-8,6%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Respecto de los costes previstos para el ejercicio 2014 se realizan las siguientes **consideraciones**:

– *Retribución del transporte*

La retribución del correspondiente a Red Eléctrica de España, S.A. establecida en la propuesta de Orden (1.622.172 miles de €) para 2014 supera en 39 miles de € a la retribución incluida en el informe “*Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*” (1.622.133 miles de €).

– *Retribución de la distribución*

La propuesta de Orden establece en 4.572.583 miles de € la previsión de los costes de distribución para 2014 de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados, cifra inferior en 198 miles de € al importe recogido en el informe “*Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*” (4.572.782 miles de €).

– *Primas del régimen especial*

La MAIN estima en 7.630 M€ los costes regulados debidos a la retribución específica percibida por las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. A falta de conocer los parámetros económicos y técnicos de la nueva metodología retributiva aplicable a estas instalaciones, esta Comisión no puede evaluar la bondad de dicha previsión, si bien está en línea con uno de los escenarios alternativos planteados en el apartado 4 del anexo IV del Informe de la CNMC.

– *Servicio de Interrumpibilidad*

Según la MAIN se estima en 550 M€, de los cuales 261,3 M€ se corresponden con el coste del servicio de interrumpibilidad asociado a la Orden ITC/2370/2007 y 288,7 M€ con el coste del servicio de interrumpibilidad asociado a la Orden IET/2013/2013.

Al respecto, se indica, por una parte, que ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria se aporta información sobre la estimación de dichos importes ni sobre la previsión de la puesta en marcha del nuevo mecanismo de interrumpibilidad y, por otra parte, que, se incluye en el escandallo de costes previsto para 2014 el coste del nuevo mecanismo de interrumpibilidad, a pesar de que en la propia

propuesta de Orden se establece que el coste del servicio de interrumpibilidad asociado a la Orden IET/2013/2013 será financiado por los sujetos con desvíos a bajar, lo que incluye a los generadores.

– *Compensación extrapeninsular*

La propuesta de Orden incluye en el artículo 9.2 la financiación del 50% de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2014. Cabe señalar que, el importe previsto para el ejercicio 2014 coincide con el importe previsto para el ejercicio 2013, sin que en la MAIN se motive dicho importe. Al respecto, esta Comisión se remite a la previsión contenida en su informe de previsión de ingresos y costes para 2014.

– *Anualidad financiación del desajuste 2013*

La propuesta de Orden incluye una anualidad correspondiente a la financiación del desajuste del ejercicio 2013, considerando el tipo de interés provisional del 2%. Al respecto, se indica que en el escandallo de costes previsto para el cierre del ejercicio 2013 se incluye el impacto de la metodología del tipo de interés a aplicar a los desajustes posteriores a 2009 y a los déficit posteriores a 2010 y, sin embargo, en el ejercicio 2014 se aplica el mismo tipo de interés provisional.

– *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la MAIN, se estima en 459.409 miles € el sobrecoste por el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, importe que se corresponde con el estimado por la CNMC en su informe. Sin embargo, considerando los volúmenes máximos de producción y los costes totales establecidos en la corrección de errores de la Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Secretaria de Estado de Energía (en adelante SEE), por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, y un precio de mercado diario para 2014 de 52,65 €/MWh⁵, se estima un sobrecoste del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro de 258.225 miles de € en 2014.

⁵ Cotización OMIP para 2014 51,12 €/MWh a fecha de 19 de diciembre de 2013, con un apuntamiento del 3%

Esta reducción del sobrecoste frente a la estimación anterior se debe, fundamentalmente, a que los costes totales de las centrales de carbón autóctono establecidos en la Resolución de 30 de diciembre de 2013 se reducen significativamente con respecto a la Resolución de 18 de febrero de 2013 (de un valor promedio ponderado del coste total de 72,87 €/MWh, resultado de la aplicación de la Resolución de febrero actualizado con un 1,5%, a 64,77 €/MWh, resultado de la aplicación de la Resolución de diciembre), por lo que la estimación del sobrecoste se reduciría a 258.225 miles de € (véase Cuadro 7).

Cuadro 7. Previsión del coste del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro en 2014

Centrales del anexo II del RD 134/2010	Energía anual (MWh)	Coste fijo (€/MWh)	Coste variable (€/MWh)	Coste Restricciones Garantía de suministro (miles €)
Soto Ribera 3	1.042.510	39,00	44,02	31.657,28
Narcea 3	995.370	35,03	44,95	27.199,88
Anllares	1.919.640	9,56	46,61	6.750,22
La Robla 2	1.258.600	26,64	45,40	24.399,72
Compostilla	5.972.480	12,11	44,17	21.658,60
Teruel	6.254.550	9,65	41,26	- 10.905,43
Guardo 2	1.088.400	28,92	48,23	26.661,88
Puentenuevo 3	1.390.780	37,32	54,87	54.986,43
Elcogás	1.397.120	50,96	55,96	75.816,67
Total	21.319.450			258.225,26

Fuente: Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la SEE y Corrección de errores de la Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la SEE por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2014, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Teniendo en cuenta la actualización del sobrecostes del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, el saldo de los pagos por capacidad ascendería a -729.747 miles de €, lo que supondría mayores ingresos para el sistema estimados en 201.184 miles de €.

– *Liquidaciones definitivas de los ejercicios 2009, 2010 y 2011*

Según la MAIN, se estima en 50 M€ el impacto que sobre las liquidaciones del ejercicio 2014 tendrían las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2009, 2010 y 2011, sin que en la Memoria se aporte información. Al respecto, se indica que en el momento de elaboración de este informe la CNMC no dispone de la información

necesaria para estimar el impacto de las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2009, 2010 y 2011.

- *Incentivo o penalización para la reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011*

La propuesta de Orden revisa, en el artículo 5.2, la cuantía del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011 (-8.047 miles de €). Teniendo en cuenta que la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial incluye en la retribución de la distribución el incentivo o penalización a la reducción de pérdidas (estimado en 580 miles de €)⁶, se incluye en el escandallo de costes previsto para 2014 un importe por este concepto de -7.467 miles de € (esto es, -8.047 + 580 miles de €).

- *Impacto de las medidas del RDL 9/2013 sobre el régimen especial*

Como se ha comentado anteriormente, a falta de publicar los parámetros económicos, esta Comisión no dispone de información para cuantificar el impacto del RDL 9/2013 sobre los costes de acceso de los ejercicios 2013 y 2014.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, los costes del sistema podrían reducirse en 201 M€, sin tener en cuenta el impacto del RDL 9/2013 sobre el ejercicio 2014 y la puesta en marcha del nuevo mecanismo del servicio de interrumpibilidad durante 2014, impactos que a la fecha de elaboración del presente informe esta Comisión no puede cuantificar por no disponer de la información necesaria.

⁶ De acuerdo con el informe “Propuesta de retribución definitiva para el año 2011 y de retribución provisional para el año 2012 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009” aprobado por el Consejo de la CNE (actualmente CNMC) de 21 de diciembre de 2011, elaborado en cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 222/2008.

4.1.3. Sobre los ingresos regulados previstos para 2014

Los ingresos previstos por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 14.493,1⁷ M€, de acuerdo con la MAIN. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (212,4 M€), los peajes a generadores (129,7 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre el PVPC de los clientes en régimen transitorio (17,6 M€) ni los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (107,8 M€). Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2014, resultado de considerar los conceptos anteriores ascienden a 14.961,3⁸ M€ (véase Cuadro 8).

Adicionalmente, en la MAIN se estiman en 3.250,7 M€ los ingresos procedentes de la subasta de emisiones de CO₂ (estimados en 343,8 M€) y los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (estimados en 2.906,9 M€).

⁷ Se ha detectado una inconsistencia en los ingresos por peajes de acceso considerado en el cuadro que contiene el detalle de los ingresos por peajes de acceso (14.493.019 miles de €) y el cuadro con el resumen de los ingresos regulados previstos para 2014 (14.493.686 miles de €).

⁸ Se ha tomado como ingresos por peajes de acceso 14.493.686 miles de €, recogido en el cuadro de la página 17 de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cuadro 8. Previsión de ingresos 2014 según la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes (1)	Consumo (GWh) (2)	Facturación acceso (miles €)
Baja Tensión	28.600.570	114.699	10.792.140
Pc ≤ 10 kW	26.931.627	69.804	7.168.096
2.0 A	25.771.368	62.276	6.751.320
2.0 DHA	1.159.077	7.523	416.449
2.0 DHS	1.182	5	326
10 kW < Pc ≤ 15 kW	887.556	9.552	974.153
2.1 A	711.733	6.428	766.409
2.1 DHA	175.596	3.122	207.592
2.1 DHS	227	2	151
Pc > 15 kW (3.0 A)	781.387	35.343	2.649.892
3.0 A	781.387	35.343	2.649.892
Media tensión	105.591	70.702	3.096.519
3.1 A	85.593	15.381	948.578
6.1	19.998	55.322	2.147.940
Alta tensión	2.572	49.347	604.360
6.2	1.607	16.755	276.112
6.3	429	9.122	121.425
6.4 (3)	536	23.470	206.823
Total peajes de acceso	28.708.733	234.748	14.493.019
Otros ingresos regulados			467.572
Facturación excesos de potencia, reactiva			212.474
Ingresos por exportaciones y rentas de congestión			107.800
Peajes Generadores			129.698
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009			17.600
Total ingresos regulados			14.960.591
Otros Ingresos del Sistema			3.250.720
Ingresos Ley de Medidas Fiscales			2.906.920
Ingresos por CO ₂			343.800
Total ingresos			18.211.311

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

- (1) Corregida la errata en la suma del número de clientes del cuadro de la Memoria.
- (2) Resultado de imponer a la demanda en consumo prevista en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la estructura de consumo prevista por la CNMC para 2014.
- (3) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Respecto al escenario de ingresos previstos en la MAIN, cabe señalar la falta de información sobre las variables de facturación de los peajes de acceso y las hipótesis implícitas en la estimación de los ingresos externos a peajes, lo que impide valorar adecuadamente el escenario de ingresos incluido en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden.

Adicionalmente, se formulan las siguientes observaciones:

– *Ingresos por peajes de acceso de consumidores*

La MAIN no aporta información sobre las variables de facturación por grupo tarifario, por lo que no es posible contrastar los ingresos previstos para el ejercicio 2014 por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden.

No obstante lo anterior, se indica que, como resultado de aplicar los peajes de acceso de la propuesta de Orden al escenario de previsión de la CNMC para el ejercicio 2014, incluido en el Anexo I del presente informe, se obtienen unos ingresos por peajes de acceso de consumidores (14.467.128 miles de €) inferiores en 25,9 M€ a los incluidos en la MAIN, cifra coherente el escenario de demanda previsto para 2014 en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden⁹.

– *Ingresos por peajes a los generadores*

Los ingresos por la aplicación de peajes a generadores ascienden a 129,7 M€, cifra inferior en 3,9 M€ a los ingresos previstos por la CNMC para el ejercicio 2014.

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

Según la MAIN, se estiman en 2.906,9 M€ los ingresos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, cifra considerada en la Ley 22/2013, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014. Cabe señalar, el incremento del 23,7% (556,9 M€) respecto de la previsión de cierre de 2013, como consecuencia de la modificación de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012 y la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, introducidas con objeto de que la totalidad de la recaudación que supuso la modificación del impuesto sobre hidrocarburos pueda destinarse a financiar al sector eléctrico.

4.1.4. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2014

En el Cuadro 9 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden. Se observa que, según

⁹ Se indica que la demanda prevista para 2014 por la CNMC supone una reducción del consumo de 0,57% respecto de la demanda prevista para el cierre de 2013, mientras que en la propuesta de Orden se estima una variación nula.

el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, **los ingresos del sistema serían suficientes para cubrir los costes de acceso previstos para 2014, teniendo en cuenta el saldo de los pagos por capacidad.**

Cuadro 9. Escenario de ingresos y costes previstos para 2014 según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Propuesta de Orden (M€)	
Ingresos regulados (miles €) (A)	14.961.258
Ingresos por tarifas de acceso	14.943.658
Ingreso peajes de acceso	14.493.686
Ingresos reactiva y excesos capacidad	212.474
Ingresos por exportaciones	107.800
Peajes Generadores	129.698
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	17.600
Costes de acceso (miles €) (B) (1)	18.975.957
Saldo Pagos por capacidad (miles €) (C)	- 545.239
Ingresos y Costes Extraordinarios	- 235.312
Déficit/superávit 2013 actividades reguladas (E) = (A) - (B) - (C) - (D)	- 3.234.148
Otros ingresos previstos (miles €) (F)	3.250.720
Ingresos Ley de Medidas Fiscales	2.906.920
Ingresos por CO ₂	343.800
Déficit/superávit total (miles €) (E) + (F)	16.572

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

(1) Incluye la imputación de pérdidas

La suficiencia del ejercicio 2014 se basa en la introducción de los cambios normativos en la retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, y en la materialización de los ingresos externos a peajes (compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, ingresos procedentes de la Ley 15/2012, e ingresos de las subastas de derechos de CO₂).

4.1.5. Sobre el diseño de los peajes de acceso de los consumidores

La propuesta de Orden incorpora variaciones significativas de los términos de potencia y energía sobre los establecidos en la Orden IET/1491/2013. En particular, la propuesta modifica el diseño de los peajes de acceso de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, incrementando para tales consumidores los términos de potencia y reduciendo los términos de energía, tal y como se detalla en el Cuadro 10

En relación con la modificación del diseño de peajes de acceso, esta Comisión considera que la Orden de peajes debería incorporar una mayor justificación sobre la necesidad de modificar la estructura de los peajes de acceso para determinados consumidores¹⁰.

En particular, si bien el aumento de los términos de potencia pudiera estar justificado en los términos que establece la normativa comunitaria, en particular, la Directiva 2009/72 y el Reglamento 714/2009, la propuesta de Orden, a falta de la metodología de asignación que deberá aprobar la CNMC, propone un diseño de peajes con un cambio en la estructura de los mismos y un impacto diferenciado del término de potencia entre distintos tipos de consumidores conectados a la red de baja tensión¹¹, que, no obstante, no queda suficientemente justificada.

¹⁰ El Informe 14/2013 de la extinta CNE, actualmente CNMC, sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir de 1 de agosto de 2013 ya introdujo esta consideración.

¹¹ Teniendo en cuenta los factores inductores que inciden en la asignación de los costes de las redes de transporte y distribución, no se justificaría la diferenciación de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en redes de transporte y distribución de los consumidores conectados en redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y con potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW de los peajes de acceso vigentes.

**Cuadro 10. Variación de los Términos de Potencia y Energía por peaje de acceso.
Propuesta de Orden vs. Orden IET/1491/2013**

Orden IET/1491/2013

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	31,649473						0,053255					
2.0 DHA	31,649473						0,074558	0,002663				
2.0 DHS	31,649473						0,074558	0,003728	0,001332			
2.1 A	39,978187						0,060781					
2.1 DHA	39,978187						0,079015	0,013979				
2.1 DHS	39,978187						0,079015	0,018872	0,006989			
3.0	39,888104	23,812861	15,875243				0,018283	0,012254	0,004551			
3.1	57,605223	35,523594	8,145965				0,013955	0,012416	0,007598			
6.1	38,102134	19,067559	13,954286	13,954286	13,954286	6,366846	0,025967	0,019393	0,010334	0,005143	0,003321	0,002080
6.2	21,550117	10,784384	7,892379	7,892379	7,892379	3,601014	0,015159	0,011321	0,006034	0,003002	0,001938	0,001213
6.3	18,396962	9,206443	6,737588	6,737588	6,737588	3,074123	0,014635	0,010929	0,005823	0,002897	0,001871	0,001173
6.4	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932	0,008227	0,006825	0,003912	0,002221	0,001434	0,000989
6.5	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932	0,008227	0,006825	0,003912	0,002221	0,001434	0,000989

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	37,988862						0,043935					
2.0 DHA	37,988862						0,061883	0,002210				
2.0 DHS	37,988862						0,061833	0,002873	0,000884			
2.1 A	44,375788						0,057256					
2.1 DHA	44,375788						0,074432	0,013168				
2.1 DHS	44,375788						0,074432	0,017777	0,006584			
3.0	40,660463	24,396276	16,264186				0,018731	0,012554	0,004662			
3.1	59,074156	36,429446	8,353687				0,014311	0,012733	0,007792			
6.1	39,073738	19,553782	14,310120	14,310120	14,310120	6,529201	0,026629	0,019888	0,010598	0,005274	0,003406	0,002133
6.2	22,121195	11,070170	8,101527	8,101527	8,101527	3,696441	0,015561	0,011621	0,006194	0,003082	0,001989	0,001245
6.3	18,884481	9,450414	6,916134	6,916134	6,916134	3,155587	0,015023	0,011219	0,005977	0,002974	0,001921	0,001204
6.4	13,683320	6,847584	5,011296	5,011296	5,011296	2,286477	0,008451	0,007011	0,004018	0,002281	0,001473	0,001016
6.5	13,683320	6,847584	5,011296	5,011296	5,011296	2,286477	0,008451	0,007011	0,004018	0,002281	0,001473	0,001016

Tasa de variación: Propuesta de Orden sobre Orden IET/1491/2013

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	20,0%						-17,5%					
2.0 DHA	20,0%						-17,0%	-17,0%				
2.0 DHS	20,0%						-17,1%	-22,9%	-33,6%			
2.1 A	11,0%						-5,8%					
2.1 DHA	11,0%						-5,8%	-5,8%				
2.1 DHS	11,0%						-5,8%	-5,8%	-5,8%			
3.0	2,5%	2,4%	2,4%				2,5%	2,4%	2,4%			
3.1	2,5%	2,6%	2,5%				2,6%	2,6%	2,6%			
6.1	2,5%	2,6%	2,5%	2,5%	2,5%	2,6%	2,5%	2,6%	2,6%	2,5%	2,6%	2,5%
6.2	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,6%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%
6.3	2,6%	2,7%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,6%	2,7%	2,7%	2,6%
6.4	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
6.5	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%

Fuente: Orden IET/1491/2013 y Propuesta de Orden

En el Cuadro 11 se muestra, para el escenario de demanda de la CNMC, 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 63,9% de los ingresos de acceso a representar el 68,8% de los ingresos, lo que implica un incremento de la facturación por el término de potencia del 9,8%.

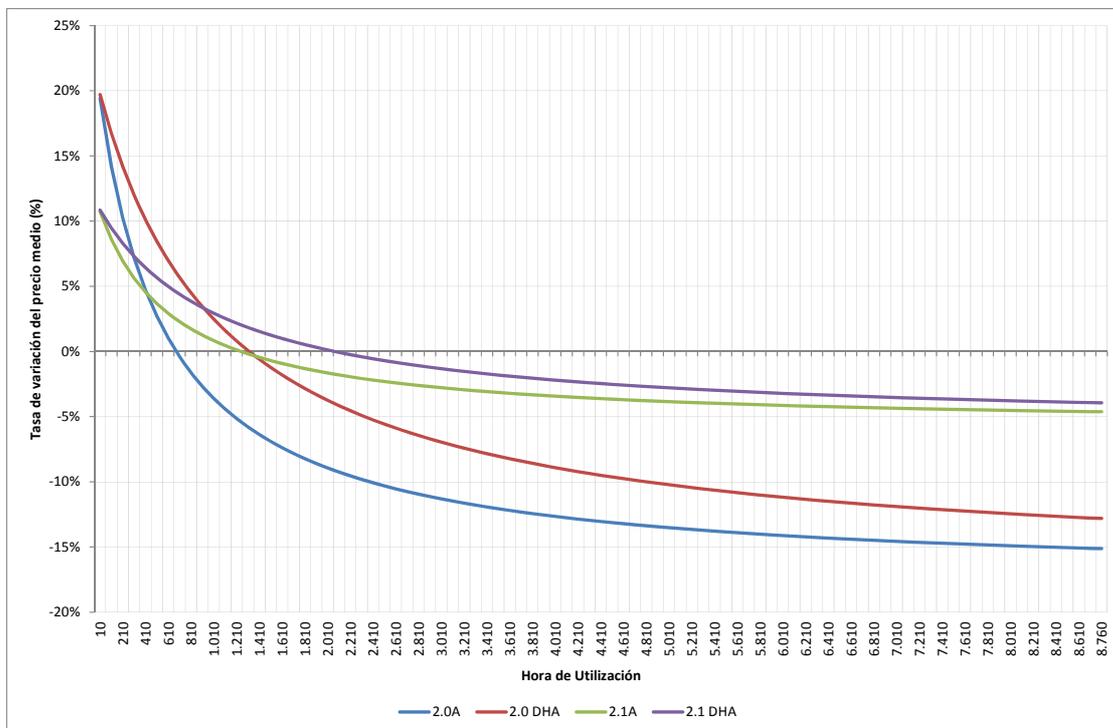
Cuadro 11. Facturación del escenario de demanda CNMC actualizado a los precios de la Orden IET/1491/2013 y a los precios de la propuesta de Orden

Peaje de acceso	Consumo (GWh)	Orden IET/1491/2013				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	61.920	3.345.172	3.297.576	6.642.748	50,4%	4.015.210	2.720.500	6.735.710	59,6%	20,0%
2.0 DHA	7.480	199.993	211.315	411.307	48,6%	240.051	175.389	415.441	57,8%	20,0%
2.0 DHS	5	166	154	319	51,9%	199	127	326	61,0%	20,0%
2.1 A	6.392	358.871	388.493	747.364	48,0%	398.347	365.962	764.309	52,1%	11,0%
2.1 DHA	3.104	90.094	113.561	203.655	44,2%	100.004	106.974	206.979	48,3%	11,0%
2.1 DHS	2	77	70	147	52,5%	85	66	151	56,5%	11,0%
3.0 A	35.141	2.174.804	409.377	2.584.181	84,2%	2.228.087	419.399	2.647.485	84,2%	2,4%
3.1 A	15.293	757.886	166.148	924.033	82,0%	777.212	170.389	947.601	82,0%	2,6%
6.1	55.006	1.698.042	394.222	2.092.264	81,2%	1.741.342	404.279	2.145.621	81,2%	2,5%
6.2	16.659	205.412	63.211	268.622	76,5%	210.855	64.885	275.740	76,5%	2,6%
6.3	9.070	88.506	29.614	118.120	74,9%	90.851	30.399	121.250	74,9%	2,6%
6.4 (1)	23.336	148.927	52.120	201.046	74,1%	152.977	53.538	206.516	74,1%	2,7%
Total	233.409	9.067.948	5.125.859	14.193.807	63,9%	9.955.221	4.511.907	14.467.128	68,8%	9,8%

Fuente: Orden IET/1491/2013 y Propuesta de Orden

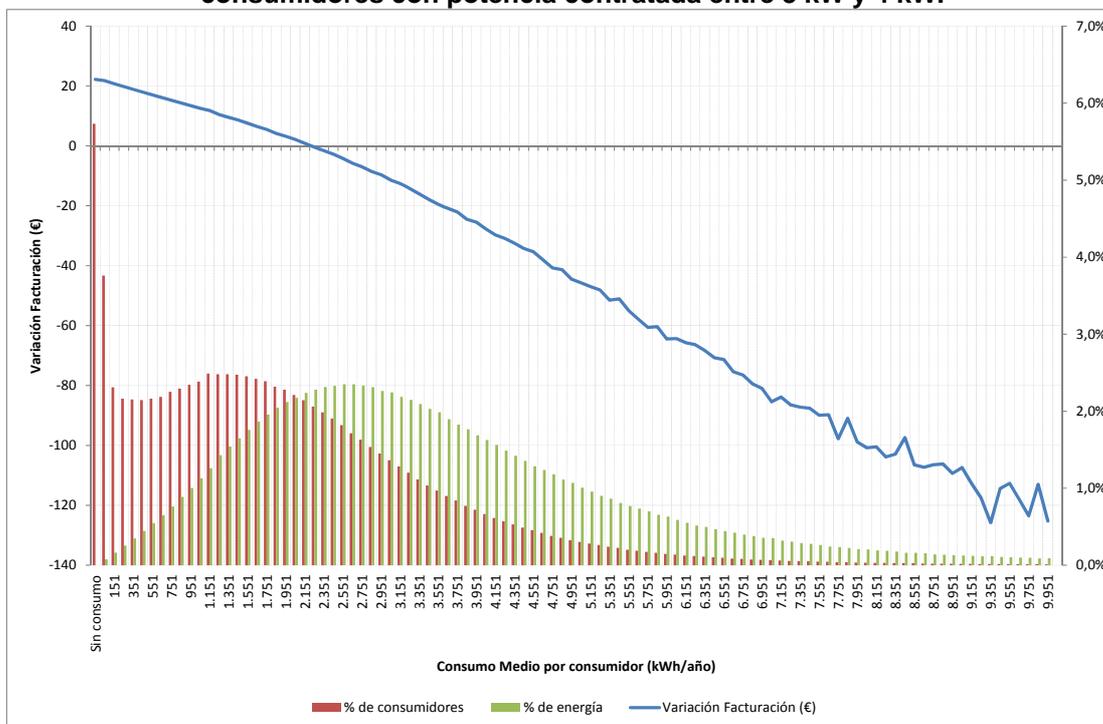
En los gráficos inferiores se muestra el impacto de la modificación de la estructura de los peajes sobre los consumidores de menor tamaño, debido a que, por una parte, este colectivo es el que en mayor medida ve incrementado su facturación por potencia y, por otra, a la imposibilidad de discriminar la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

Gráfico 1. Impacto de la modificación de los peajes en función de las horas de utilización



Fuente: Orden IET/1491/2013 y Propuesta de Orden

Gráfico 2. 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/1491/2013, Propuesta de Orden y CNMC (datos de distribución de energía y clientes por horas de utilización, correspondientes a 2011).

Informe sobre la propuesta de Orden por la que revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2014

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 llegar a ser del 20% para los consumidores acogidos a los peajes 2.0A y 2.0 DHA y del 11% 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 15%. 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 1,4%, 1,0%, 2,3% y 1,6%, 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 4,10 kW¹² y que no consuma energía, lo que podría corresponderse con una segunda residencia, la facturación aumentaría 26 € al año.

En el Cuadro 12 se muestra el impacto de los peajes de la propuesta de Orden sobre los consumidores acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Como consecuencia de las variaciones introducidas en los peajes de acceso, para el consumidor medio acogido al PVPC sin y con discriminación horaria su facturación se incrementará, en términos anuales, un 0,8% y un 0,4%, respectivamente.

¹² Potencia media por consumidor estimada para el ejercicio 2014 según el escenario de demanda previsto para 2014 por la CNMC, para la tarifa de acceso 2.0A.

Cuadro 12. Impacto de los peajes de la propuesta de Orden sobre los consumidores acogidos al PVPC

Consumidor medio						
DH	Potencia contratada (kW/año)	Consumo (kWh)				
		Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	
A	4,10	2.403	2.403			
DHA	5,45	6.454	2.297	4.157		
DHS	4,43	4.157	1.653	1.463	1.041	

PVPC					Facturación anual		Diferencia en términos anuales		
TRIMESTRE		Término potencia (kW/año)	Término de energía (kWh)			Facturación €	Precio medio c€/kWh	€	%
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3				
1T2014	A	35,649473	0,133295			466,47	19,41		
	DHA	35,649473	0,161328	0,058403		807,67	12,51		
	DHS	35,649473	0,163318	0,072688	0,044552	580,49	13,96		
1T2014 (considerando Propuesta de Orden)	A	41,988862	0,123975			470,08	19,56	3,61	0,8%
	DHA	41,988862	0,148653	0,057950		811,23	12,57	3,57	0,4%
	DHS	41,988862	0,150593	0,071833	0,044104	585,79	14,09	5,31	0,9%

Fuente: Resolución de 30 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor a aplicar a partir de 1 de enero de 2014, Propuesta de Orden y CNMC.

Por otra parte, se señala que los incrementos de los términos de potencia considerados en la propuesta de Orden, aplicados sobre los incrementos de los términos de potencia introducidos en la Orden IET/1491/2013, podría favorecer que los consumidores, sobre todo a los de potencia contratada inferior a 15 kW, valoren la posibilidad de reducir la potencia contratada, lo que podría tener un impacto negativo sobre los ingresos del sistema.

En este sentido se indica que, en el Cuadro 13 se muestra el impacto sobre los ingresos previstos para 2014 ante posibles desvíos en la potencia contratada por los consumidores respecto de las previstas por la CNMC, para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y el total del sistema. Se observa que un desvío del 0,5% en la previsión de la potencia contratada implica unos menores ingresos para el sistema de 49,8 M€, de los cuales 23,8 M€ se debería a los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW.

Cuadro 13. Desvíos en los ingresos (miles €) por peajes de acceso inducidos por desvíos en la previsión de la potencia contratada, manteniendo la estructura de las variables de facturación previstas para 2014, valorados a los peajes de la Orden IET/1491/2013 y a los precios de la propuesta de Orden.

Desvío porcentual en la potencia contratada	Propuesta de Orden	
	Clientes de baja tensión con Pc < 15 kW	Total Sistema
-2,00%	- 95.078	- 199.104
-1,50%	- 71.308	- 149.328
-1,00%	- 47.539	- 99.552
-0,50%	- 23.769	- 49.776
0,00%	-	-
0,50%	23.769	49.776
1,00%	47.539	99.552
1,50%	71.308	149.328
2,00%	95.078	199.104

Fuente: CNMC y propuesta de Orden

Finalmente, se señala la necesidad de que se de cumplimiento a lo establecido en el artículo 16 de la Ley 24/2013, y se proceda a establecer la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, con objeto de determinar las partidas de los costes de acceso que deben financiar cada peajes de acceso y la asignación de dichos costes a los términos de potencia y energía.

4.2. Consideraciones particulares a la propuesta de Orden

4.2.1. Artículo 1. Retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte del año 2014

En la Propuesta de Orden que se informa, la previsión de los costes de transporte para 2014 asciende a **1.659.595** miles de €, de los cuales **1.622.172** miles de € corresponden a Red Eléctrica de España, S.A y **37.423** miles de € corresponden a Unión Fenosa Distribución, S.A., ello de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y sin perjuicio de la cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes a la retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento asociada a las inversiones que se declaren como singulares y que se encontraran en servicio antes de 31 de diciembre de 2012.

De las cantidades que figuran en la Propuesta de Orden que se informa, en el caso de Unión Fenosa la misma coincide con la recogida en el informe “Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica” aprobado por la CNMC con fecha 13 de diciembre de 2013. Sin embargo en el caso de REE la misma difiere ligeramente, siendo la cantidad propuesta por la CNMC de **1.622.133** miles de € (el total de la actividad se elevaría por tanto a **1.659.556** miles de €). Ello podría ser debido a que la retribución para REE que fija la Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre, para el segundo periodo de 2013 no coincide con la recogida en el ya citado informe de la CNMC de 13 de diciembre de 2013.

4.2.2. Artículo 3. Retribución a la actividad de distribución para el año 2014

En la Propuesta de Orden que se informa la previsión de los costes de distribución para 2014 de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes asciende a **4.572.583** miles de €, ello de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, sin el incentivo o penalización de mejora de la calidad de servicio y sin perjuicio del incentivo o penalización a la reducción de pérdidas.

Al respecto, las cifras que se recogen en la propuesta de Orden que se informa son ligeramente inferiores a las que figuran en el informe “Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”, aprobado por la CNMC el 13 de diciembre de 2013, y que son las que se muestran en la siguiente tabla:

Empresa o grupo empresarial	Retribución 2014 (Miles de €)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.568.853
Unión Fenosa Distribución, S.A. (*)	723.601
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	152.207
E.ON Distribución, S.L. (**)	147.001
Endesa	1.981.120
TOTAL	4.572.782

(*) Incluye la retribución correspondiente a Electra de Abusejo, S.L.

(**) Incluye la retribución correspondiente a las empresas de Electra El Vendul, S.L. y Electra La Molina, S.L.

En la Propuesta de Orden que se informa la previsión de los costes de distribución y gestión comercial para 2014 de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes asciende a **321.303,242** miles de €, ello de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

Al respecto, las cifras que se recogen en la propuesta de Orden que se informa coinciden con las que figuran en el informe “Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”, aprobado por la CNMC el 13 de diciembre de 2013, teniendo en cuenta que para las empresas R1-086 Central Eléctrica San Francisco, S.L. y R1-220 Eléctrica de Cantoña, S.L. se ha procedido a revisar la retribución de 2013, ello de acuerdo con el artículo 12 de la Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre, y por ende la correspondiente al año 2014.

4.2.3. Artículo 5. Incentivo de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2013 y modificación del incentivo de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011

En la Propuesta de Orden que se informa la cuantía del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2013, asociado a los niveles de pérdidas de la red del año 2011, denominado P_{2011} , asciende a **-14.181** miles de euros, cantidad que coincide con la que figura en el informe “Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”, aprobado por la CNMC el 13 de diciembre de 2013. Sin embargo, es preciso señalar que existe una errata en la cantidad asignada a Unión Fenosa Distribución que debería ser de **-5.456** miles de €, en lugar de los -5.426 miles de € que figura en la Propuesta de Orden.

En la Propuesta de Orden que se informa la cuantía del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011, asociado a los niveles de pérdidas de la red del año 2010, denominado P_{2010} , y como consecuencia de las modificaciones introducidas en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, por la disposición final tercera del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, asciende a **-8.047** miles de euros, cantidad que coincide con la que figura en el informe “Propuesta de Retribución para el año 2014 de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”, aprobado por la CNMC el 13 de diciembre de 2013.

4.2.4. Artículo 7. Anualidades del desajuste de ingresos para 2014

Las anualidades para la financiación del déficit correspondientes al ejercicio 2014 consideradas en el Informe de la CNMC fueron calculadas considerando como tipo de interés de actualización el Euribor de septiembre (0,226%) (último mes cerrado con información disponible) y las emisiones realizadas hasta el 8 de noviembre.

Teniendo en cuenta que el Euribor a tres meses de noviembre (0,226%) ha resultado el mismo que el tipo de interés considerado en los cálculos provisionales y que no se han producido nuevas emisiones por parte del Fondo de Titulización, no es necesario actualizar las anualidades consideradas en la propuesta de Orden.

No obstante lo anterior, se indica una errata en la Anualidad correspondiente a FADE, cuyo importe se corresponde con el total. En consecuencia, se hace necesario sustituir el valor de “2.686.820.523” por “2.301.901.502,97”.

Por otra parte, se establece la anualidad para la recuperación del desajuste del ejercicio 2013 en 280.172 miles de euros, como resultado de considerar un principal de 3.600 M€, a devolver en 15 años y un tipo de interés provisional del 2%.

Al respecto se señala la discrepancia de incluir en la previsión de cierre del ejercicio 2013 el impacto la metodología de cálculo del tipo de interés sobre las anualidades correspondientes a los desajustes registrados desde 2009 y los déficit registrados desde 2010, establecidas con el tipo de interés provisional del 2%, y calcular la anualidad para el desajuste del ejercicio 2013 con el mismo tipo de interés provisional (2%).

4.2.5. Artículo 10. Reparto del coste del bono social

En la Propuesta de Orden que se informa, los porcentajes de reparto del coste del bono social se corresponden con los recogidos en el informe aprobado por la CNMC el 3 de diciembre de 2013. No obstante, durante el proceso de alegaciones a esta Propuesta de Orden, la sociedad Agri-Energía, S.A. ha reparado en la existencia de un error material en el número de consumidores de su comercializadora declarado por su empresa distribuidora con ocasión de la Circular 1/2005, para los trimestres T3 y T4 de 2012. Atendiendo a lo establecido en el artículo 105.2 de la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, procede atender lo solicitado por la referida sociedad, por lo que los porcentajes de reparto del coste del bono social deberían ser los recogidos en la siguiente Tabla:

Sociedad Matriz / Sociedad	Porcentaje de reparto propuesto
AGRI-ENERGIA, S.A.	0,048324%
AJUNTAMENT DE LLAVORSI	0,001194%
CANDIN ENERGIA, S.L.	0,014584%
COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA CATRALENSE, COOP. V.	0,011860%
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENEFICA SAN FRANCISCO DE ASIS, COPP.V.	0,050829%
COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELECTRICO DE CAMPRODON S.C.C.L.	0,007477%
E.ON ESPAÑA, S.L.U.	2,368956%
EL GAS, S.A.	0,032535%
ELECTRA ADURIZ, S.A	0,037477%
ELECTRA CALDENSE, S.A.	0,043509%
ELÉCTRA DE MAESTRAZGO	0,035470%
ELECTRA DEL CARDENER, S.A.	0,012679%
ELECTRICA VAQUER, S.A.	0,011082%
ENDESA, S.A.	41,612696%
ENERGIAS DE BENASQUE, S.L.	0,010454%
ESTABANELL Y PAHISA S.A.	0,208497%
FUCIÑOS RIVAS, S.L.	0,014975%
GAS NATURAL SDG, S.A.	14,185142%
GRUPO BERNARDEZ INVERSIONES, S.L.	0,018787%
GRUPO CORINPA, S.L.	0,000004%
HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO S.A.	2,649114%
HIJOS DE JOSÉ BASSOLS, S.A.	0,078391%
IBERDROLA, S.A.	38,474516%
NAVARRO GENERACIÓN, S.A.	0,007653%
PRODUCTORA ELECTRICA URGELENSE (PEUSA), S.A	0,043498%
SERVILIANO GARCIA, S.A.	0,009497%
SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES COOP. V.	0,010800%
TOTAL GENERAL	100%

4.2.6. Artículo 11. Peajes de acceso a partir de 1 de enero 2014

El artículo 11 de la propuesta de Orden establece los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2014.

Se indica que la aplicación de los peajes a partir del 1 de enero de 2014 exigiría la publicación de una nueva Resolución con los precios voluntarios a aplicar desde el 1 de enero y la refacturación de peajes y precios voluntarios desde el 1 de enero a la fecha de entrada en vigor de esta Orden.

Teniendo en cuenta el impacto de las refacturaciones sobre los consumidores, se sugiere que los peajes sean de aplicación a partir de la entrada en vigor de la Orden, lo que hace necesario ajustar los mismos a efectos de asegurar los ingresos del sistema.

4.2.7. Disposición adicional primera. Liquidación de los costes de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

La disposición adicional primera de la Propuesta de Orden trata sobre la liquidación de los costes de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y remite a la disposición transitoria decimosexta de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, para la inclusión en las liquidaciones de las actividades y costes del sistema eléctrico del año 2013 de la totalidad de la cuantía de la correspondiente compensación. Debe tenerse presente que la llamada “cuota extrapeninsular” fue suprimida como cuota con destino específico por el artículo 5.1 de la Orden IET/3586/2011, aplicable a partir de 1 de enero de 2012. Desde entonces, los ingresos mensuales registrados en dicha cuenta se corresponden con ajustes y reliquidaciones por importes que rondan decenas de miles de euros.

De acuerdo con lo anterior, se recomienda que, una vez realizado el cierre de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2011, los posibles ingresos residuales existentes en la referida cuenta con destino específico sean transferidos al sistema de liquidaciones de las actividades reguladas con objeto de minorar la compensación extrapeninsular, por lo que se propone añadir el siguiente párrafo a la citada disposición adicional:

Disposición adicional primera. Liquidación de los costes de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

- 1. En virtud de lo dispuesto (...) para el segundo trimestre de 2013.*
- 2. Una vez aprobada la liquidación definitiva de la compensación insular y extrapeninsular del ejercicio 2011, los saldos de la cuenta con destino específico las Compensaciones insulares y extrapeninsular pasarán a incorporarse como ingresos del sistema de liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico.*

4.2.8. Disposición adicional tercera. Mandatos a Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema

La disposición adicional tercera de la propuesta establece como mandato al Operador del Sistema el realizar una metodología para repartir los costes correspondientes a la retribución del servicio de disponibilidad entre los comercializadores y consumidores directos en mercado, y los titulares de las instalaciones de producción. A este respecto cabe indicar la recomendación realizada por la Comisión Europea en relación con los mecanismos de capacidad en cuanto a que los costes derivados de estos mecanismos deberían financiarse por los consumidores en proporción a su demanda en periodos de punta o escasez¹³, sin hacer referencia alguna a los generadores.

4.2.9. Disposición transitoria primera. Consumidores que sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

La disposición transitoria primera de la propuesta mantiene la disposición incluida hasta el año 2012 en las diversas órdenes publicadas al final de cada año con el fin de dar continuidad al suministro de aquellos consumidores que sin tener derecho al precio voluntario (PVPC) carecen de un contrato de suministro.

No obstante, teniendo en cuenta que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece en el artículo 17.3.b) que las tarifas de último recurso son de aplicación a los consumidores que sin derecho al PVPC transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en el mercado libre y que la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, modificó el artículo 21.2 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, eliminando la disposición donde se consideraba rescindido el contrato de suministro con el comercializador de último recurso transcurridos seis meses sin que el consumidor contratase el suministro en el mercado libre.

¹³ “The costs of capacity mechanisms should be allocated to consumers in proportion to their contribution to demand during periods of scarcity or system stress”. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions. Brussels, 5.11.2013. SWD(2013) 438 final

Por tanto, el primer párrafo de la disposición transitoria primera de la propuesta debería suprimirse.

El segundo párrafo de la mencionada disposición establece la penalización que deberán pagar los consumidores sin derecho al PVPC que se encuentren transitoriamente sin contrato en un 20% sobre los términos del PVPC, manteniendo así el mecanismo vigente hasta 2013 en relación con llamada hasta entonces tarifa de último recurso (hasta 2013 se establecía un 20% sobre los términos de la TUR).

A este respecto, cabe señalar que la penalización debería tener en cuenta un coste de energía suficiente para el suministro de estos clientes, el peaje de transporte y distribución correspondiente a su potencia contratada, otros cargos regulados, el coste comercial que se determine y un recargo que incentive la contratación de estos clientes en el mercado libre. Si se establece una única penalización para todos los colectivos de consumidores, tal y como existe en la actualidad, se estaría creando en algunos casos (por ejemplo, consumidores con baja utilización de la potencia) un perjuicio económico al comercializador de referencia, teniendo en cuenta que por debajo del mismo subyacen diversas tarifas de peajes de acceso, que en algunos casos son mayores a la del PVPC.

El cuadro siguiente muestra el número de consumidores que actualmente se encuentran en esta situación.

Cuadro 14. Evolución del número de consumidores sin derecho a la tarifa de último recurso suministrados por el Comercializador de último recurso

Tipo de consumidor\ CUR	nov-10	nov-11	nov-12	nov-13
Grandes Clientes (AT)	275	148	176	114
Grandes Clientes (BT)*	2.728	645	256	200
AAPP (Alta tensión)	1.713	884	533	393
AAPP (Baja Tensión)	47.168	18.786	9.737	6.087
Pymes (AT)	2.507	1.355	967	742
Pymes (BT)	36.209	18.039	11.765	8.846
Domésticos (AT)	77	124	138	126
Domésticos (BT)	61.870	30.929	22.709	18.906
Otros (AT)	12	29	33	27
Otros (BT)	357	203	239	263
Total	152.916	71.142	46.553	35.704
% Sum. Esenciales (aprox)	23%	20%	18%	13%

Fuente: Información aportada por los comercializadores de último recurso

4.2.10. Sobre la disposición transitoria segunda. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2014

La Disposición transitoria segunda de la propuesta de orden establece una cifra de retribución en 2014 para el operador del mercado de 16.068 miles de euros, cantidad que podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013¹⁴, y sobre la que la CNMC tiene el mandato de remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta, según lo establecido en la Orden IET/221/2013¹⁵, de 14 de febrero, y de conformidad con lo establecido en la D.A. 2ª de la Ley 3/2013.

La cifra de retribución de 16.068 miles de euros de la propuesta de orden es un 10,3% superior a la establecida para 2013 en la Orden IET/221/2013, de 14.568 miles de euros. Además, esta propuesta de incremento de retribución es adicional al incremento de retribución del 20% que ha tenido OMIE en el periodo 2010-2013.

Consideraciones sobre la Retribución del Operador del Mercado para 2014

I.- Esta Comisión valora favorablemente la inclusión del punto 6 de la D.T. 2ª de la propuesta de orden, según la cual, podrá modificarse la cifra de retribución una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, y sobre la que la CNMC tiene el mandato de remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta.

¹⁴ “La retribución del operador del mercado y del operador del sistema se establecerá de acuerdo con la metodología que determine el Gobierno en función de los servicios que efectivamente presten y será financiada con base en los precios que éstos cobren a los agentes y sujetos del sistema, respectivamente.

La retribución del operador del sistema podrá incorporar incentivos, que podrán tener signo positivo o negativo, a la reducción de costes del sistema derivados de la operación en la determinación de los servicios de ajuste, a la mejora de las previsiones, y a otros objetivos.

La retribución de ambos operadores y los precios que deben cobrar serán fijados anualmente por el Ministro de Industria, Energía y Turismo”.

¹⁵ La Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, establece el mandato para la CNE de remitir al MINETUR en el plazo de seis meses, una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema, y una propuesta de metodología para la fijación de los precios que debe cobrar el operador del mercado y el operador del sistema a los agentes.

Dado que con fecha 5 de octubre de 2013, se ha publicado en el BOE la Orden ECC/1796/2013, de 4 de octubre, por la que se determina la puesta en funcionamiento de la CNMC con fecha 7 de octubre de 2013; y que la D.A. 2ª de la Ley 3/2013 establece que las referencias que la legislación vigente contiene a la Comisión Nacional de Energía se entenderán realizadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, corresponde a la CNMC cumplir con dicho mandato.

II.- Se considera que no debe incrementarse la retribución al operador del mercado por las funciones que actualmente realiza, ni tampoco para incrementar su nivel de rentabilidad.

Según se desprende de las cuentas de OMIE (anteriormente de las de OMEL), la retribución ha sido suficiente para cubrir los costes de la actividad y obtener beneficio en todos los años a lo largo del periodo 2000-2012 (último con cuentas cerradas y auditadas), con excepción del año 2009 (debido a que la sociedad tuvo que hacer frente a indemnizaciones, principalmente por el cese de la persona que ocupaba el cargo de presidencia).

OMIE presenta excelentes ratios tanto de rentabilidad como de solvencia. En 2012, OMIE obtuvo un beneficio neto después de impuestos de 1,95 millones €, con un ratio de rentabilidad económica (ROI) del 28,75% y de rentabilidad financiera (ROE) del 39,98%.

La sociedad no tiene deuda, y dispone de un saldo de efectivo y otros activos líquidos equivalentes de 5,185 millones €, lo que representa un 48% de su activo total en balance.

La sociedad venía manteniendo históricamente una política de reparto de dividendos (*pay-out*) a sus accionistas del 60% del beneficio. Tras la constitución de OMIE en 2011 y el cambio de la composición del accionariado con la entrada de la parte portuguesa, el *pay-out* se ha incrementado al 90%. Es decir, el 90% del beneficio de OMIE se reparte en dividendos a sus accionistas, siendo el 50% para OMEL y el 50% para la sociedad portuguesa OMIP SGPS.

III.- Puede desprenderse que el incremento de retribución propuesta podría deberse a la realización de nuevas funciones. En este sentido, esta Comisión considera que dicho incremento ha de analizarse con cautela, teniendo en cuenta que la retribución actual cuenta con margen para la internalización de parte de los costes adicionales que se deriven de la realización de dichas funciones.

En conclusión, teniendo en cuenta que la retribución del Operador del Mercado podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, esta Comisión propone mantener la retribución establecida en la Orden IET/221/2013, máxime dado el incremento significativo propuesto y el carácter provisional de la misma.

Consideraciones sobre los precios para la financiación de la retribución del Operador del Mercado

La propuesta establece que la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. será asumida a partes iguales por el conjunto de

los generadores y por el conjunto de comercializadores, consumidores directos y gestores de carga por otro. La propuesta fija en 10,03 €/MW de potencia disponible la cantidad a pagar mensualmente por los generadores, y en 0,02844 €/MWh la cuantía a pagar por el resto de agentes, precios un 16% superiores a los establecidos en la Orden IET/221/2013.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 10,03 €/MW a las instalaciones de régimen ordinario y especial que actúan en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, con potencia neta o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW, previstas para 2014, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 8.383 miles de euros. Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 0,02844 €/MW a la demanda b.c. peninsular prevista en la Orden para la zona española peninsular y una previsión de una variación del 0% con respecto a 2013 para la zona portuguesa, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 8.444 miles de euros. Sumando ambos conceptos, se obtiene un total de 16.827 miles de euros.

A pesar de que en la propuesta de Orden se establezca que se incluirá en la liquidación 14/2013 las diferencias entre la retribución prevista y los ingresos resultantes de aplicar las cuotas consideradas, se propone su revisión con objeto de adecuar los pagos a la retribución prevista.

Cuadro 15. Pagos estimados para la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2014

AGENTE DE MERCADO	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	Demanda b.c Propuesta de Orden(MWh)	RETRIBUCIÓN OMIE Miles €
<i>ESPAÑA R.Ord</i>	60.186	49.613		5.971
<i>ESPAÑA R.Esp peninsular</i>	39.471	9.926		1.195
<i>ESPAÑA (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			247.941.000	7.051
<i>PORTUGAL R.Ord</i>	10.990	8.427		1.014
<i>PORTUGAL R.Esp peninsular</i>	6.801	1.682		202
<i>PORTUGAL (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			48.971.000	1.393
TOTAL	117.448	69.648	296.912.000	16.827

Notas:

- Potencia en régimen ordinario en zona española: Previsión de CNMC realizada en el informe marco 2013.
- Potencia en régimen especial en zona española: Previsión CNMC (instalaciones con potencia instalada >1kW en península)
- Potencia en régimen ordinario y especial en zona portuguesa: sin variación respecto a 2013
- El programa horario final de 2014 de los comercializadores, consumidores directos y gestores de cargas se ha estimado a partir de la demanda en b.c. previstas en la Propuesta de Orden para la zona española peninsular, y de la demanda de 2013 para la zona portuguesa con una variación de un 0%.

4.2.11. Sobre la disposición transitoria tercera. Financiación del Operador del Sistema

La Disposición transitoria tercera de la propuesta de orden establece una cifra de retribución en 2014 para el operador del sistema de 53.000 miles de euros, cantidad que podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, y sobre la que la CNMC tiene el mandato de remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta, según lo establecido en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, y de conformidad con lo establecido en la D.A. 2ª de la Ley 3/2013.

La cifra de retribución de 53.000 miles de euros de la propuesta de orden es un 31,15% superior a la establecida para 2013 en la Orden IET/221/2013, de 40.410 miles de euros. Durante el periodo 2010-2013, el operador del sistema ha tenido un incremento de la retribución del 5,6%.

Consideraciones sobre la Retribución del Operador del Sistema para 2014

I. Esta Comisión valora favorablemente la inclusión del punto 6 de la D.T. 3ª de la propuesta de orden, según la cual, podrá modificarse la cifra de retribución una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, y sobre la que la CNMC tiene el mandato de remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta.

II. De cara a establecer la retribución del operador del sistema, ha de tenerse en cuenta la situación jurídica del operador del sistema y de separación contable. A este respecto, cabe indicar que RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. (REE), es una sociedad que realiza de forma simultánea la actividad de transporte de energía eléctrica y la operación del sistema. No existe, por consiguiente, separación jurídica entre estas actividades, ni contabilidad financiera separada. REE está obligada a mantener separación contable entre las actividades de transporte, operación del sistema peninsular y operación del sistema en los sistemas no peninsulares (SEIEs), pero dicha separación se realiza con los criterios de imputación de la propia REE, que no están suficientemente detallados ni están contrastados por la CNMC. En base a dichos criterios, y según la imputación de costes realizada por REE, la actividad de operación del sistema tendría pérdidas, lo que podría justificar el incremento de retribución de la propuesta de orden, que debe ser, en todo caso, posteriormente contrastado por la CNMC.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que la retribución del Operador del Sistema podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, esta Comisión propone mantener la retribución establecida en la Orden IET/221/2013, máxime dado el incremento significativo propuesto y el carácter provisional de la misma.

Consideraciones sobre los precios para la financiación de la retribución del Operador del Sistema

La retribución del Operador del Sistema será asumida a partes iguales por el conjunto de los generadores y por el conjunto de comercializadores, consumidores directos y gestores de carga por otro. Se fija en 34,89 €/MW de potencia disponible la cantidad a pagar mensualmente por los generadores, y en 0,09864 €/MWh la cuantía a pagar por el resto de agentes, precios un 38% superiores a los valores establecidos en la Orden IET/221/2013).

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 34,89 €/MW a los productores de energía eléctrica situados en territorio nacional con potencia neta, o instalada en el caso de instalaciones de tecnologías renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo primado o específico superior a 1 MW, previstas para 2014, se obtendría una recaudación para la financiación del Operador del Sistema de 26.737 miles de euros. Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 0,09864 €/MW a la demanda b.c. peninsular prevista en la

Orden a nivel nacional, se obtendría una recaudación para la financiación del Operador del Sistema de 25.600 miles de euros. Sumando ambos conceptos, se obtiene un total de 52.338 miles de euros.

A pesar de que en la propuesta de Orden se establezca que se incluirá en la liquidación 14/2013 las diferencias entre la retribución prevista y los ingresos resultantes de aplicar las cuotas consideradas, se propone su revisión con objeto de adecuar los pagos a la retribución prevista.

Cuadro 16. Pagos estimados para la financiación del Operador del Sistema para 2014

AGENTE DE MERCADO	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	Demanda b.c. Propuesta de Orden (MWh)	Financiación OS Miles €
<i>PENÍNSULA R.Ord</i>	60.186	49.613		20.772
<i>PENÍNSULA R.Esp</i>	39.471	9.926		4.156
<i>PENÍNSULA (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			245.188.987	24.185
<i>EXTRAPENINSULARES R.Ord</i>	39.471	4.207		1.761
<i>EXTRAPENINSULARES R.Esp peninsular</i>	77	115		48
<i>EXTRAPENINSULARES (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			14.343.013	1.415
TOTAL	139.205	63.861	259.532.000	52.338

Notas:

- Potencia en régimen ordinario en zona peninsular española: Previsión de CNMC realizada en el informe marco 2013.
- Potencia en régimen especial en zona peninsular española: Previsión CNMC (instalaciones con potencia instalada >1kW en península)
- Potencia en régimen ordinario y especial en los sistemas extrapeninsulares: Previsión CNMC
- Demanda nacional en b.c. prevista en la Propuesta de Orden.

4.2.12. Disposición transitoria cuarta. Metodología de acceso de las infraestructuras transfronterizas y procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en las interconexiones internacionales

La publicación de la Circular de la CNMC sobre la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas supondrá, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria cuarta de la propuesta de Orden de peajes de acceso, la derogación de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

Si bien se considera adecuada dicha derogación, debería salvaguardarse la vigencia de ciertos aspectos económicos relativos a intercambios intracomunitarios e internacionales que se desarrollan en la mencionada Orden (artículo 5) que podrían exceder el ámbito de la Circular.

En consecuencia, sería necesario explicitar que se deroga la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, salvo lo contenido en su punto quinto.

4.2.13. Disposición final primera. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

La Disposición final primera modifica la Orden IET/2013/2013, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, con objeto de reducir el requisito de disponibilidad por periodo y modificar el esquema de liquidaciones.

Respecto del requisito de disponibilidad por periodo la propuesta de Orden elimina la obligación al proveedor del servicio de acreditar la entrega de la potencia por periodo tarifario para el producto de 5 MW. Esto es, el proveedor del servicio tras la modificación incluida en la propuesta de Orden debe acreditar que ofrece en el periodo de entrega un consumo medio horario no inferior a 5 MW. En consecuencia, se introduce una flexibilización en la posibilidad de proveer el servicio.

De acuerdo con la información disponible en la CNMC, relativa a las curvas de carga de los consumidores que prestaron el servicio de interrumpibilidad en las temporadas 2011 y 2012, la modificación introducida supondría que entre 5 y 7 consumidores adicionales, respectivamente, cumplirían los requisitos para prestar el servicio, con un consumo anual de entre 269 GWh y 666 GWh, respectivamente.

Respecto del esquema de liquidaciones, la propuesta de Orden modifica el artículo 13.2.2 de la Orden IET/2013/2013, proponiendo que el coste fijo mensual del servicio de interrumpibilidad, el correspondiente al resultado de la subasta, sea soportado por los sujetos con desvíos a bajar. A este fin, se aplica a estos desvíos un coste unitario, equivalente al sobre coste medio aritmético de los desvíos a bajar del año anterior ponderado por un coeficiente kd. Con objeto de cuadra el resultado, el resto del coste fijo mensual se repercute sobre la demanda, en función de su consumo en barras de central.

Esta Comisión considera que el repercutir el coste fijo mensual del servicio de interrumpibilidad sobre los sujetos con desvíos a bajar puede distorsionar los mercados de operación que permiten la resolución de estos desvíos, ya que supone repercutir sobre el desvío a bajar un importe que no está asociado directamente con el coste variable que supone resolverlo. Esta medida iría en

detrimento de la eficiencia del mecanismo de ajuste del desvío, ya que incentivaría a los agentes a hacer sus previsiones situándose más cerca del desvío a subir, y evitar así tener que financiar el coste de la interrumpibilidad.

Se modificaría la situación actual, ya que los agentes no sopesarían los sobrecostes del desvío a subir con el del desvío a bajar, sino que con la nueva propuesta el equilibrio se produciría cuando el sobrecoste de los servicios de ajuste a subir más el coste de la interrumpibilidad con el sobrecoste del desvío a bajar. Así, si este factor k_d previsto en la Orden tuviera un valor de 1, el importe unitario adicional derivado de la imputación del servicio de interrumpibilidad en 2014 sería de unos 6,32 €/MWh (promedio del sobrecoste imputado al MWh desviado a bajar en 2013), lo que sumado al coste del servicio a bajar propiamente dicho de 6,32 €/MWh (supuesto similar a 2013), daría un total 12,64 €/MWh que tendrían que soportar los agentes por MWh desviado a bajar, mientras que el del desvío a subir se situaría en 6,77€.

En este sentido, puesto que el servicio de interrumpibilidad es un servicio orientado a facilitar la cobertura de la demanda a medio plazo, esta Comisión considera que sería más adecuado que el coste fijo se financiara mediante la bolsa de pagos por capacidad, de forma similar al incentivo a la inversión o las restricciones por garantía de suministro. Para ello, se deberían sustituir los apartados 2.2.a.i y el 2.2.a.ii. por una disposición que hiciera referencia a la financiación del coste fijo de este servicio a través de dichos pagos (todo ello sin perjuicio del incremento necesario de los mismos, que debería acompañar esta medida). Alternativamente, cabría financiar todo el coste fijo del servicio repartiéndolo entre la demanda proporcionalmente a su consumo, según lo previsto en el punto 2.2.a.ii.

En cuanto al coste variable originado por la ejecución de las órdenes de interrumpibilidad, la propuesta de Orden dispone que sea integrado con las energías de balance según el procedimiento de operación de liquidación de desvíos. Este criterio parece adecuado en tanto que esos desvíos son causa directa de la necesidad de aplicar interrumpibilidad.

4.2.14. Erratas

- *Artículo 5. Incentivo de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2013 y modificación del incentivo de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2011.*

En el cuadro del artículo 5.1 se señala la errata detectada en la cantidad asignada a Unión Fenosa Distribución que debería ser de -5.456 miles de €, en lugar de los -5.426 miles de € que figura en la Propuesta de Orden.

En el apartado 2, se indican que la revisión del incentivo o penalización de pérdidas corresponde a la retribución del ejercicio 2011, en lugar de 2013 como recoge la propuesta de Orden.

- *Artículo 7. Anualidades del desajuste de ingresos para 2014*
Se indica una errata en la Anualidad correspondiente a FADE, cuyo importe se corresponde con el total. En consecuencia, se hace necesario sustituir el valor de “2.686.820.523” por “2.301.901.502,97”.
- *Disposición transitoria primera. Consumidores que sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño ~~precio voluntario para el~~ pequeño consumidor, transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad.*
- *Disposición transitoria tercera: se hace referencia al “proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía, en la liquidación de cierre correspondiente al año 2014”.*
- Adicionalmente, tanto la DT 2ª como la DT 3ª hacen referencia al artículo 13.11 de la Ley 24/2013 (inexistente), en lugar de hacer referencia la artículo 13.3.l) de la citada Ley.
- *Disposición final segunda. Entrada en vigor.*
La disposición final segunda de la propuesta de Orden establece que ésta entrará en vigor a partir del día siguiente a su publicación, mientras que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se indica que la entrada en vigor tendrá efectos desde el 1 de enero.

**ANEXO I. SOLICITUD DE DATOS POR
PARTE DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS PARA LA
ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE
INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA
ELÉCTRICO PARA 2014**



**SOLICITUD DE DATOS POR PARTE
DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS
PARA LA ELABORACIÓN DEL
ESCENARIO DE INGRESOS Y
COSTES DEL SISTEMA
ELÉCTRICO PARA 2014**

14 de noviembre de 2013

Índice

Resumen ejecutivo	4
<hr/>	
1 Objeto.....	7
2 Consideraciones previas	7
3 Escenario de demanda, ingresos y costes previsto para el cierre de 2013 y 2014	8
3.1 Demanda en barras de central y en consumidor final previstas para el cierre de 2013 y 2014	8
3.1.1 Previsión para el cierre de 2013	8
3.1.2 Previsión para 2014.....	15
3.2 Previsión de ingresos para el cierre de 2013 y 2014.....	20
3.2.1 Previsión para el cierre de 2013	20
3.2.2 Previsión de facturación para el ejercicio 2014.....	24
3.3 Previsión de costes regulados para el cierre de 2013 y 2014.....	26
3.3.1 Previsión para el cierre de 2013	26
3.3.2 Previsión 2014	31
4 Suministro de último recurso	34
4.1 Información relativa a la tarifa de último recurso.....	34
4.2 Información relativa al bono social	36
4.3 Información a los ingresos por clientes en régimen transitorio.....	41
5 Otra información.....	42
5.1 Previsión del coste en 2012 correspondiente a las liquidaciones pendientes de las distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la ley 54/1997.	42
5.2 Objetivos mínimos de eficiencia y calidad de cada SEIE en la explotación real para la operación del sistema	42

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO PARA EL CIERRE DE 2013 Y 2014	44
ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2012 Y 2013 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES	51
ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2013 Y 2014	54
ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2013 Y 2014	62
ANEXO V: INFORMACIÓN SOBRE EL NÚMERO DE CLIENTES, POTENCIAS CONTRATADAS, CONSUMOS Y FACTURACIONES, DESAGREGADAS POR TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO PARA LOS SISTEMAS PENINSULAR, INSULAR Y EXTRAPENINSULAR.....	103
ANEXO VI. RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2013 Y 2014 DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES	
107	
ANEXO VII. RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2013 Y 2014 DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES, DE CONSIDERARSE LOS RECIENTES INFORMES EMITIDOS POR LA CNMC RELATIVOS A LA REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE ALGUNAS DE ESTAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	120
ANEXO VIII. PREVISIÓN DE INGRESOS 2013 Y 2014 DE ACUERDO CON EL ESCENARIO DE DEMANDA DEL OPERADOR DEL SISTEMA.....	132

RESUMEN EJECUTIVO

SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS PARA LA ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2014

El objeto del presente informe es dar respuesta al escrito de información de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 8 de octubre de 2013, solicitando información para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico de cierre del ejercicio 2013 y proyección para el ejercicio 2014 de cada una de las partidas de costes e ingresos necesaria para el cálculo de los peajes de acceso.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe podrán ser susceptibles de actualización con la última información disponible, con objeto del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes de acceso para 2014.

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2014, la CNMC ha solicitado a los distintos agentes del sector información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el cierre del ejercicio 2013 y para 2014. Esta información ha sido contrastada con las distintas fuentes de información disponible en la CNMC, tales como las liquidaciones del sector eléctrico, liquidaciones del régimen especial, liquidaciones de la compensación extrapeninsular e información sobre las instalaciones de transporte y distribución.

En primer lugar, partiendo de la información proporcionada por el Operador del Sistema y de las empresas distribuidoras y bajo un criterio prudencial de evolución de la demanda eléctrica acorde con la situación económica prevista, se presenta la estimación de los escenarios de demanda previstos para el cierre de 2013 y para 2014. En particular, se ha optado por un escenario, de carácter conservador, coherente con las previsiones de las empresas distribuidoras, que implica una reducción de la demanda prevista para el cierre de 2013 y 2014 del 2,8% y 0,6% respecto del ejercicio 2012 y previsión de cierre de 2013, respectivamente.

En segundo lugar, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2013 y 2014 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden IET/221/2013 y de la Orden IET/1491/2013 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2013 y los precios de la Orden IET/1491/2013 a las variables de facturación prevista para 2014. Cabe señalar que la caída de los ingresos por peajes de acceso prevista para el cierre del ejercicio 2013 respecto de la prevista en la Orden IET/1491/2013, consecuencia de la contracción prevista de la demanda, es compensada por los mayores ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO₂.

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

En tercer lugar, se incluye la mejor previsión de costes regulados, con carácter provisional, para el cierre del ejercicio 2013 y 2014. Al respecto se indica que, en el momento de realizar el presente informe, hay varias disposiciones normativas que afectan a los costes pendientes de publicación, por lo que se aportan cifras provisionales de los mismos.

Los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2013 se estiman en 20.496 M€, cifra inferior en 486,9 M€ a los previstos en la Orden IET/1491/2013. No obstante lo anterior, los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio 2013 (esto es, los costes de acceso más otros costes o ingresos liquidables) ascienden a 19.500,8 M€, cifra inferior en 34,0 M€ a los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio 2013, debido, fundamentalmente, a que se han trasladado al ejercicio 2014 diversas partidas cuyo impacto agregado supondría una reducción de los costes respecto a los inicialmente previstos.

Teniendo en cuenta la información disponible, los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2013 serían suficientes para cubrir la totalidad de los costes regulados. No obstante, según el proyecto de Ley del Sector Eléctrico, antes del 1 de diciembre de 2014 se realizará una liquidación complementaria de la liquidación provisional 14/2013, en las que se incorporarán las partidas de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013 y las procedentes de las distintas partidas presupuestarias. La estimación del impacto del Real Decreto-ley 9/2013 sobre las primas del régimen especial podría alcanzar 1.051 M€ en 2013 de acuerdo con los cálculos de la CNMC. Por el contrario, el retraso en incorporar los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y las subastas de derechos de CO₂ en las correspondientes liquidaciones provisionales del sector eléctrico podría afectar negativamente y de forma significativa al desajuste del ejercicio 2013 registrado en la Liquidación 14/2013.

Los costes de acceso previstos para 2014 ascienden a 18.289 M€, un 10,8% inferiores (2.206 M€) a los previstos para el cierre del ejercicio 2013. Esta reducción de los costes de acceso se explica, fundamentalmente, por la reducción de las primas del régimen especial (2.089,8 M€), el coste del servicio de interrumpibilidad (96,4 M€) y el desajuste positivo (21,3 M€) que se registraría en el ejercicio 2013 en caso de que se cumplieran las previsiones de ingresos externos a peajes.

No obstante lo anterior, se señala que existe un riesgo de déficit derivado de la incertidumbre sobre la evolución de los ingresos externos a los peajes y del impacto de las reformas regulatorias sobre marcos retributivos de actividades reguladas, pendientes de publicación.

En cuarto lugar, se da respuesta a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con el suministro de último recurso. En particular, se proporciona información sobre el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a Tarifas de Último Recurso correspondientes a los años 2012, 2013 y 2014 correspondientes a los escenarios de previsión para el cierre de 2013 y 2014, así como sobre clientes acogidos a Bono Social y en régimen transitorio.

Finalmente, se propone, como en ocasiones anteriores, que se establezcan incentivos económicos anuales (positivos y negativos) al operador del sistema, con el fin de que manteniendo la calidad del suministro, trate en su gestión de reducir el coste de generación en los sistemas no peninsulares.

Acompañan al presente informe los siguientes anexos. En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2013 y 2014, para el total nacional y el sistema peninsular y para cada uno de los sistemas extrapeninsulares e insulares, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas. El Anexo II del informe recoge los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 desagregados por subsistema. El Anexo III detalla la estimación de los ingresos procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. El Anexo IV describe detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación de las distintas partidas de coste. En el Anexo V se recoge la información relativa al número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a Tarifas de Último Recurso correspondientes a los años 2012, 2013 y 2014 desagregada por subsistema peninsular, extrapeninsular e insular. Finalmente, en los Anexos VI y VII se proporciona la información individualizada sobre la retribución de las empresas con menos de 100.000 clientes.

SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS PARA LA ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2014

1 Objeto

El objeto del presente informe es dar respuesta a la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 8 de octubre de 2013.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe podrán ser susceptibles de actualización con la última información disponible, con objeto del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes de acceso para 2014. Al respecto, se señala que, a la fecha de elaboración de este informe, no se dispone de la totalidad de la información solicitada, por lo que algunas previsiones serán objeto de actualización, aspecto indicado en los epígrafes correspondientes.

2 Consideraciones previas

Como en años anteriores el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) ha solicitado a esta Comisión una serie de datos necesarios para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2014. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 8 de octubre con entrega el 10 de noviembre de 2013.

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

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) para el cierre de 2013 y 2014 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2013 y 2014.

Asimismo, solicitó información sobre las instalaciones de transporte y distribución, el coste de generación en los sistemas extrapeninsulares, las primas del régimen especial, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad. El plazo del que disponían los agentes para remitir la información correspondiente finalizó el pasado 13 de septiembre de 2013, si bien, a solicitud de las empresas transportistas y distribuidoras, se concedió ampliación de plazo hasta el 27 de septiembre de 2013.

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

solicitud de información que esta Comisión ha remitido a los agentes del sector eléctrico, por lo que no se dispone de la totalidad de la información con la desagregación requerida¹.

Se señala que, algunas previsiones aportadas serán actualizadas con objeto de informar la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2014 en diciembre de 2013.

3 Escenario de demanda, ingresos y costes previsto para el cierre de 2013 y 2014

3.1 Demanda en barras de central y en consumidor final previstas para el cierre de 2013 y 2014

En este epígrafe se describe la previsión de demanda en barras de central y en consumo para el cierre de 2013 y 2014, previsto por la CNMC teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2013 y 2014, para el total nacional y el sistema peninsular y para cada uno de los sistemas extrapeninsulares e insulares, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3.1.1 Previsión para el cierre de 2013

Demanda en b.c.

Respecto a esta partida, se trasladan las previsiones remitidas por el OS el pasado 13 de septiembre. A fecha más cercana al informe de la propuesta de Orden de peajes para 2014 se pedirá al OS actualización si así se considera oportuno. En el Cuadro 1 se presenta el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2013. El OS ha actualizado recientemente el cierre real del ejercicio 2012 para Ceuta², por lo que la demanda en b.c. de 2013 para este subsistema resulta de aplicar las tasas previstas por el OS al cierre de 2012 actualizado con la última información disponible.

¹ Particularmente, la relativa a la desagregación del bono social por tarifas de referencia, así como información sobre los consumidores acogidos a TUR conectados a distribuidoras con menos de 100.000 clientes.

² En concreto, según la información remitida por el OS la demanda en b.c. de Ceuta ascendió en 2012 a 221,1 GWh, mientras que según la última información publicada por REE la demanda en b.c. de Ceuta ascendió a 212,1 GWh.

Cuadro 1. Previsiones del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2013

Sistema	2012 (GWh)	2013 (GWh)			Variación 2013 sobre 2012 (%)		
		Superior	Central	Inferior	Superior	Central	Inferior
Peninsular	251.710	247.934	247.934	247.934	-1,50%	-1,50%	-1,50%
Extrapeninsular	15.141	14.756	14.644	14.489	-2,54%	-3,28%	-4,31%
Baleares	5.820	5.586	5.558	5.503	-4,02%	-4,50%	-5,44%
Canarias	8.891	8.757	8.673	8.573	-1,51%	-2,45%	-3,58%
Ceuta (1)	212	201	201	201	-5,00%	-5,00%	-5,00%
Melilla	218	211	211	211	-3,03%	-3,03%	-3,03%
Nacional	266.850	262.690	262.578	262.423	-1,56%	-1,60%	-1,66%

Fuente: OS

(1) La demanda en b.c. de Ceuta de 2012 se corresponde con la última información publicada por REE

En el sistema peninsular, el OS supone para el cierre de 2013 una variación del -1,5% respecto de la demanda registrada en 2012, que se descompone en una variación de la demanda consecuencia de la actividad económica del -1,05%, una variación consecuencia de la temperatura del -0,24% y un efecto laboralidad del -0,21%.

Para los sistemas insulares y extrapeninsulares el OS realiza las siguientes previsiones para el cierre de 2013. En el documento remitido por el OS se indica que los escenarios se han obtenido a partir de modelos de simulación que tienen en cuenta la evolución de la demanda en b.c. en las islas, el PIB de la comunidad autónoma, la población de cada isla, y, para el Sistema Balear, también variables locales de temperatura en el caso de que resulten estadísticamente significativas.

- **Baleares:** se estima que la demanda en b.c. se reducirá en 2013 respecto de la registrada en 2012 en todos los escenarios. En particular, un 4,5% en el escenario central, un 5,44% en el escenario inferior y un 4,02% en el escenario superior. De los escenarios planteados, el OS indica que considera el más probable el inferior (5.503 GWh), debido a que se ajusta más fielmente a la demanda registrada en los seis primeros meses del año.
- **Canarias:** la demanda en b.c. se reducirá en 2013 sobre la registrada en 2012 un 2,45% en el escenario central, un 3,58% en el escenario inferior y un 1,51% en el escenario superior. Teniendo en cuenta la tendencia registrada a lo largo del año, el OS estima como escenario más probable para el cierre del ejercicio 2013 el escenario central (8.530 GWh).
- **Ceuta:** el OS estima que la demanda en b.c. se reducirá un 5,0% como consecuencia del menor funcionamiento de la desaladora.
- **Melilla:** la demanda en b.c. en 2013 se reducirá un 3,0% sobre la registrada en 2012.

Los escenarios de demanda nacional superior, central e inferior de ámbito previstos por el OS para el cierre de 2013 se obtienen como resultado de la agregación de los escenarios de demanda previstos para el sistema peninsular y los sistemas extrapeninsulares. El

escenario de ámbito nacional más probable para cierre de 2013 según el OS, resultado de considerar el escenario central para todos los subsistemas con la excepción del sistema balear para el que se toma el escenario inferior, se caracteriza por una reducción de la demanda en b.c. del 1,62% sobre la registrada en 2012 (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2013: escenario más probable

Sistema	2012 (GWh)	2013 (GWh)	Variación 2013 sobre 2012 (%)
<i>Peninsular</i>	251.710	247.934	-1,50%
<i>Extrapesinsular</i>	15.141	14.589	-3,65%
<i>Baleares</i>	5.820	5.503	-5,44%
<i>Canarias</i>	8.891	8.673	-2,45%
<i>Ceuta</i>	212	201	-5,00%
<i>Melilla</i>	218	211	-3,03%
Nacional	266.850	262.523	-1,62%

Fuente: OS

Demanda en consumidor final

En el Cuadro 3 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2013.

Según dichas previsiones, se estima que en 2013 el consumo se reducirá respecto del registrado en 2012 en todos los subsistemas. En particular, en el sistema peninsular el consumo alcanzará los 221.299 GWh, un 2,7% inferior a la demanda en consumo registrada en 2012. Por lo que respecta a la demanda en consumo para los sistemas extrapesinsulares e insulares se reducirá un 2,8% respecto de 2012, con una contracción de la demanda similar a la registrada en el sistema Peninsular en los subsistemas balear y canario (con caídas de la demanda de un 2,5% y 2,8%, respectivamente) y más acusada en los subsistemas de Ceuta y Melilla (con un 7,6% y un 6,7%, respectivamente).

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2013 (234.899 GWh) supone una reducción respecto de la demanda registrada en 2012 (241.523 GWh) del 2,7%.

Cuadro 3. Previsión de demanda en consumo para el cierre de 2013 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	2012 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	110.466	4.005	5.065	133	132	119.802
Pc (1) < 10 kW	67.470	2.171	2.976	68	73	72.758
10 kW < Pc ≤ 15 kW	9.368	313	437	5	10	10.133
Pc > 15 kW	33.629	1.521	1.652	59	49	36.911
						-
Media tensión	68.473	1.220	2.999	63	68	72.822
3.1 A	15.206	402	762	11	19	16.399
6.1	53.267	817	2.237	52	50	56.423
						-
Alta tensión	48.587	97	203	-	-	48.886
6.2	16.260	97	203	-	-	16.559
6.3	9.013	-	-	-	-	9.013
6.4 (2)	23.313	-	-	-	-	23.313
Total consumo	227.526	5.322	8.267	195	201	241.511

	Previsión de cierre 2013					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	106.372	3.877	4.867	128	125	115.370
Pc (1) < 10 kW	65.045	2.099	2.859	65	68	70.137
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.935	300	417	5	9	9.665
Pc > 15 kW	32.393	1.478	1.592	58	48	35.568
						-
Media tensión	65.963	1.213	2.967	52	62	70.257
3.1 A	14.311	396	745	11	15	15.478
6.1	51.652	816	2.222	41	47	54.779
						-
Alta tensión	48.963	97	200	-	-	49.260
6.2	16.286	97	200	-	-	16.582
6.3	9.037	-	-	-	-	9.037
6.4 (2)	23.641	-	-	-	-	23.641
Total consumo	221.299	5.187	8.034	180	187	234.887

	% variación 2013 sobre 2012					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	-3,7%	-3,2%	-3,9%	-3,4%	-5,1%	-3,7%
Pc (1) < 10 kW	-3,6%	-3,3%	-3,9%	-4,0%	-6,4%	-3,6%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-4,6%	-4,2%	-4,7%	-3,3%	-6,1%	-4,6%
Pc > 15 kW	-3,7%	-2,9%	-3,6%	-2,7%	-3,1%	-3,6%
						-
Media tensión	-3,7%	-0,6%	-1,1%	-16,6%	-9,6%	-3,5%
3.1 A	-5,9%	-1,5%	-2,3%	8,3%	-19,6%	-5,6%
6.1	-3,0%	-0,1%	-0,6%	-21,6%	-5,8%	-2,9%
						-
Alta tensión	0,8%	0,3%	-1,3%			0,8%
6.2	0,2%	0,3%	-1,3%			0,1%
6.3	0,3%					0,3%
6.4 (2)	1,4%					1,4%
Total Consumo	-2,7%	-2,5%	-2,8%	-7,6%	-6,7%	-2,7%

Fuente: Empresas
(1) Pc: Potencia contratada
(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Previsión de la CNMC de demanda en consumo para el cierre de 2013

De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB del segundo trimestre de 2013 es del

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

-0,1%, contracción inferior a la registrada en el trimestre anterior (-0,3%), situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2013 en -1,6%³.

Para el año 2013, se espera que el PIB se reduzca entre un 1,3% y un 1,6% (CE -1,3%, FMI -1,3% y OCDE -1,6%), en línea con las previsiones consideradas por el Gobierno en los Presupuestos Generales del Estado (-1,3%).

Por lo tanto, se mantiene la incertidumbre sobre la evolución de la economía española, que incide en las previsiones de demanda eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, así como la evolución reciente de la demanda (véanse Cuadro 4, Gráfico 1, Cuadro 5 y Gráfico 2), se ha optado por considerar un escenario de demanda para el cierre del 2013 conservador, en línea con la previsión de demanda en consumo de las empresas.

Cuadro 4. Evolución 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	24.363	23.809	-2,25	-2,28	-2,25	-2,28	-1,99
Febrero	22.547	24.240	21.754	7,51	-10,26	2,38	-6,26	-1,19	-2,89
Marzo	23.963	22.545	22.495	-5,92	-0,22	-0,40	-4,34	-1,67	-2,40
Abril	20.377	20.461	20.632	0,41	0,84	-0,22	-3,19	-1,38	-2,36
Mayo	21.552	21.389	20.802	-0,76	-2,74	-0,32	-3,10	-1,42	-2,52
Junio	22.009	22.043	20.551	0,16	-6,77	-0,24	-3,70	-1,52	-3,08
Julio	23.422	23.070	23.160	-1,50	0,39	-0,43	-3,10	-1,24	-2,92
Agosto	23.048	22.956	22.095	-0,40	-3,75	-0,43	-3,19	-1,32	-3,21
Septiembre	22.373	21.110	20.940	-5,65	-0,81	-1,00	-2,94	-1,91	-2,82
Octubre	21.604	20.906	-	-3,23	-	-1,21	-	-2,11	-
Noviembre	21.756	21.394	-	-1,66	-	-1,25	-	-1,73	-
Diciembre	23.087	22.514	-	-2,48	-	-1,36	-	-1,36	-
Anual	270.662	266.991	196.239						

Fuente: REE

³ No obstante, el avance del PIB trimestral registra una variación del 0,1% en el tercer trimestre de 2013, tasa superior en dos decimas a la registrada en el trimestre anterior.

Gráfico 1. % Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central



Fuente: REE

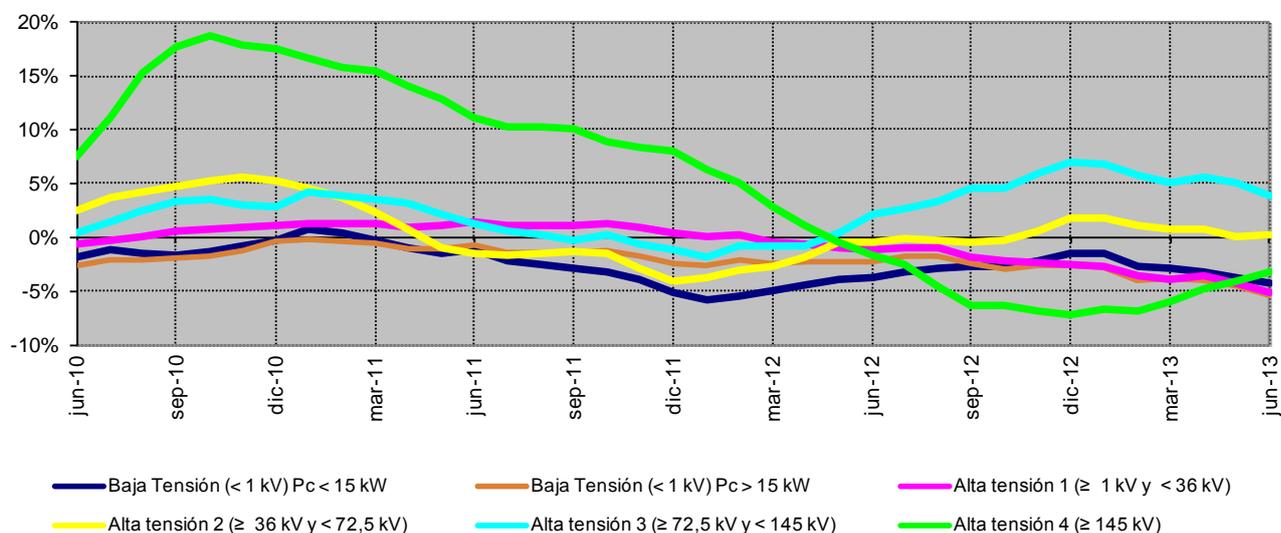
Cuadro 5. Evolución de la demanda en consumo por nivel de tensión

% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión

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

Fuente: CNMC

Gráfico 2. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



Fuente: CNMC

Este escenario de previsión resulta de contrastar para cada una de las empresas las previsiones sobre las variables de facturación remitidas con la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas. Como resultado de esta comprobación se han observado algunas incoherencias entre las variables de facturación previstas por las empresas distribuidoras y la evolución de dichas variables de acuerdo con la información de liquidaciones, por lo que se ha procedido a realizar modificaciones puntuales de algunas variables previstas por las empresas distribuidoras⁴. Adicionalmente, se ha considerado una evolución ligeramente más desfavorable de la demanda de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, en línea con la tasa móvil observada en los últimos doce meses.

En el Cuadro 6 se resume las previsiones de demanda en b.c. y en consumo para el cierre del ejercicio 2013. La demanda en b.c. se ha estimado imponiendo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2012.

⁴ En particular, se han ajustado las previsiones de las potencias contratadas de los clientes conectados a baja tensión.

Cuadro 6. Previsión de demanda en barras de central y en consumo para el cierre de 2013 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre de 2013 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Demanda en b.c.	244.820	5.672	8.641	196	203	259.532
Baja tensión	106.233	3.877	4.867	128	125	115.231
Pc (1) < 10 kW	64.906	2.099	2.859	65	68	69.998
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.935	300	417	5	9	9.665
Pc > 15 kW	32.393	1.478	1.592	58	48	35.568
Media tensión	65.963	1.213	2.967	52	62	70.257
3.1 A	14.311	396	745	11	15	15.478
6.1	51.652	816	2.222	41	47	54.779
Alta tensión	48.963	97	200	0	0	49.260
6.2	16.286	97	200	0	0	16.582
6.3	9.037	0	0	0	0	9.037
6.4 (2)	23.641	0	0	0	0	23.641
Demanda en consumo	221.160	5.187	8.034	180	187	234.748
Pérdidas implícitas	10,7%	9,4%	7,6%	8,6%	8,6%	10,6%
Variación de la demanda respecto de 2012 (%)	-2,8%	-2,5%	-2,8%	-7,6%	-6,7%	-2,8%

Fuente: CNMC y empresas

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

3.1.2 Previsión para 2014

Demanda en b.c.

En el Cuadro 7 se muestran los escenarios previstos por el OS de demanda en b.c. para 2014.

Cuadro 7. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para el cierre de 2014

Sistema	Previsión cierre 2013 (GWh)	Previsión 2014 (GWh)			Variación 2014 sobre 2013 (%)		
		Superior	Central	Inferior	Superior	Central	Inferior
Peninsular	247.934	252.899	250.908	247.941	2,0%	1,2%	0,0%
Extrapeninsular	14.589	15.114	14.877	14.504	3,6%	2,0%	-0,6%
Baleares	5.503	5.721	5.633	5.536	4,0%	2,4%	0,6%
Canarias	8.673	8.934	8.792	8.530	3,0%	1,4%	-1,6%
Ceuta	201	234	229	219	4,5%	9,0%	11,3%
Melilla	211	225	223	219	6,6%	5,7%	3,4%
Nacional	262.523	268.013	265.785	262.445	2,1%	1,2%	0,0%

Fuente: OS

En el sistema peninsular el escenario central del OS prevé para el año 2014 un incremento de la demanda en barras de central del 1,2%, respecto del cierre previsto para 2013, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica⁵ del 1,73%, una variación por temperatura del -0,57% y una variación por laboralidad del 0,04%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2014. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 0,0%, basada una variación de la actividad económica del 0,53%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 2,0% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 2,53%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central.

En el sistema extrapeninsular el OS ha remitido tres escenarios de previsión para cada uno de los subsistemas (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Los escenarios centrales suponen un aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas, con la excepción de Canarias en el escenario inferior cuya demanda se reduce un 1,6%. En los documentos remitidos por el OS relativos a la previsión de la demanda en b.c. en los sistemas balear, canario, ceutí y melillense no se indican las hipótesis de crecimiento del PIB consideradas.

Cabe destacar que el OS considera como demanda en b.c. más probable en los subsistemas de Baleares y Canarias la correspondiente al escenario inferior en ambos subsistemas.

Demanda en consumidor final

En el Cuadro 8 se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso estimado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras para 2014⁶.

⁵ El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

⁶ Como se ha comentado anteriormente, como resultado del análisis de las variables de facturación de cada una de las empresas se han observado algunas incoherencias, que han llevado a realizar modificaciones puntuales de algunas variables previstas por las empresas distribuidoras.

Cuadro 8. Previsión de demanda en consumo para 2014 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

	Previsión de cierre 2013 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	106.372	3.877	4.867	128	125	115.370
Pc (1) < 10 kW	65.045	2.099	2.859	65	68	70.137
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.935	300	417	5	9	9.665
Pc > 15 kW	32.393	1.478	1.592	58	48	35.568
						-
Media tensión	65.963	1.213	2.967	52	62	70.257
3.1 A	14.311	396	745	11	15	15.478
6.1	51.652	816	2.222	41	47	54.779
						-
Alta tensión	48.963	97	200	-	-	49.260
6.2	16.286	97	200	-	-	16.582
6.3	9.037	-	-	-	-	9.037
6.4 (2)	23.641	-	-	-	-	23.641
Total consumo	221.299	5.187	8.034	180	187	234.887

	Previsión 2014 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	105.081	3.872	4.836	128	129	114.044
Pc (1) < 10 kW	64.337	2.095	2.839	65	69	69.406
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.775	297	410	5	11	9.498
Pc > 15 kW	31.968	1.480	1.587	58	49	35.141
						-
Media tensión	65.908	1.243	3.035	51	62	70.299
3.1 A	14.112	402	752	11	15	15.293
6.1	51.796	841	2.282	40	47	55.006
						-
Alta tensión	48.762	99	204	-	-	49.065
6.2	16.356	99	204	-	-	16.659
6.3	9.070	-	-	-	-	9.070
6.4 (2)	23.336	-	-	-	-	23.336
Total consumo	219.750	5.214	8.074	179	190	233.409

	% variación 2014 sobre 2013					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	-1,2%	-0,1%	-0,6%	0,0%	2,5%	-1,1%
Pc (1) < 10 kW	-1,1%	-0,2%	-0,7%	0,0%	1,5%	-1,0%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,8%	-1,0%	-1,6%	0,0%	14,7%	-1,7%
Pc > 15 kW	-1,3%	0,1%	-0,3%	0,0%	1,6%	-1,2%
						-
Media tensión	-0,1%	2,5%	2,3%	-1,9%	0,0%	0,1%
3.1 A	-1,4%	1,5%	1,0%	0,0%	0,0%	-1,2%
6.1	0,3%	3,0%	2,7%	-2,5%	0,0%	0,4%
						-
Alta tensión	-0,4%	2,4%	2,0%	-	-	-0,4%
6.2	0,4%	2,4%	2,0%	-	-	0,5%
6.3	0,4%	-	-	-	-	0,4%
6.4 (2)	-1,3%	-	-	-	-	-1,3%
Total Consumo	-0,7%	0,5%	0,5%	-0,6%	1,7%	-0,6%

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

El escenario previsto para 2014 por las empresas distribuidoras para el sistema peninsular implica una reducción de la demanda en consumo del 0,7%, explicada, fundamentalmente, por la caída de la demanda de los consumidores de baja tensión del 1,2%.

La demanda en consumo para los sistemas extrapeninsulares e insulares se caracteriza por aumentos moderados del consumo en todos los subsistemas, con la excepción del sistema ceutí para el que se estima una caída de la demanda del 0,6%, motivado por la reducción de la demanda de los consumidores conectados en media tensión.

Análogamente a la previsión de cierre de 2013, se observa que las previsiones remitidas por los agentes para el sistema peninsular para el ejercicio 2014 no son coincidentes con la previsión de la demanda en b.c. del OS. En particular, el OS espera una recuperación de la demanda en b.c. para el ejercicio 2014, mientras que según las previsiones de las empresas distribuidoras durante este mismo ejercicio se producirá una ligera contracción de la demanda (-0,6%), motivada por la evolución desfavorable de la demanda de los consumidores de baja tensión.

Previsión de la CNMC de demanda en consumo para el cierre de 2014

Para el año 2014, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 0,2% y el 0,9% (CE 0,5%, FMI 0,2% y OCDE 0,4%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2014 el PIB aumente un 0,7% respecto del 2013.

Si bien el OS no detalla en la información proporcionada a la CNMC el PIB implícito en la previsión de la demanda en b.c. para 2014, si descompone la variación de la demanda por efecto laboralidad, temperatura y actividad económica (véase Cuadro 9).

Cuadro 9. Descomposición de la variación de la demanda en los escenarios de previsión del OS para el ejercicio 2014.

	Escenario inferior	Escenario central	Escenario superior
Efecto temperatura	-0,57%	-0,57%	-0,57%
Efecto laboralidad	0,04%	0,04%	0,04%
Efecto actividad económica	0,53%	1,73%	2,53%
Variación de la demanda en b.c.	0,00%	1,20%	2,00%

Fuente: OS

Teniendo en cuenta las diferencias en las previsiones de demanda remitidas por los agentes y por el OS y la incertidumbre sobre el grado de recuperación de la actividad económica, se ha optado por mantener para 2014 el escenario de previsión coherente con la información remitida por las empresas distribuidoras. Análogamente a la previsión de cierre de 2013, la demanda en b.c. se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2012 (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Previsión de demanda en barras de central y en consumo para 2014 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión 2014 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Demanda en b.c.	243.107	5.702	8.684	195	207	257.895
Baja tensión	105.081	3.872	4.836	128	129	114.044
Pc (1) < 10 kW	64.337	2.095	2.839	65	69	69.406
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.775	297	410	5	11	9.498
Pc > 15 kW	31.968	1.480	1.587	58	49	35.141
Media tensión	65.908	1.243	3.035	51	62	70.299
3.1 A	14.112	402	752	11	15	15.293
6.1	51.796	841	2.282	40	47	55.006
Alta tensión	48.762	99	204	0	0	49.065
6.2	16.356	99	204	0	0	16.659
6.3	9.070	0	0	0	0	9.070
6.4 (2)	23.336	0	0	0	0	23.336
Demanda en consumo	219.750	5.214	8.074	179	190	233.409
Pérdidas implícitas	10,6%	9,4%	7,6%	8,6%	8,6%	10,5%

Fuente: CNMC y empresas

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

3.2 Previsión de ingresos para el cierre de 2013 y 2014

A continuación se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2013 y 2014 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden IET/221/2013⁷ y de la Orden IET/1491/2013⁸ a las variables de facturación previstas para el cierre de 2013 y los precios de la Orden IET/1491/2013 a las variables de facturación prevista para 2014. En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 desagregados por subsistema, de acuerdo a la solicitud realizada por la Dirección General de Política Energética y Minas, para cada uno de los escenarios de previsión considerados. En el Anexo III se detalla la estimación de los ingresos procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

3.2.1 Previsión para el cierre de 2013

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/221/2013 y en la Orden IET/1491/2013 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2013, suponiendo un consumo mensual homogéneo, ascienden a 13.694 M€ (véase Cuadro 11). Cabe señalar que, estos ingresos incluyen los peajes que pagan los generadores por sus consumos propios, por no disponer la CNMC de información que permita su desagregación.

⁷ Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

⁸ Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.

Cuadro 11. Escenarios de previsión de ingresos de acceso previstos para el cierre de 2013

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/221/2013 (miles €)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/1491/2013 (miles €)	Total facturación acceso (miles €)
Baja tensión	115.231	5.774.816	4.465.587	10.240.403
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	69.998	3.834.347	2.975.797	6.810.143
2.0 A	62.645	3.612.226	2.804.804	6.417.030
2.0 DHA	7.350	222.025	170.915	392.940
2.0 DHS	3	96	77	174
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	9.665	540.388	403.252	943.640
2.1 A	6.519	424.326	317.017	741.342
2.1 DHA	3.145	116.009	86.196	202.205
2.1 DHS	2	54	40	93
<i>Pc > 15 kW</i>	35.568	1.400.081	1.086.538	2.486.619
3.0 A	35.568	1.400.081	1.086.538	2.486.619
Media tensión	70.257	1.622.945	1.266.395	2.889.339
3.1 A	15.478	500.022	389.416	889.438
6.1	54.779	1.122.922	876.979	1.999.901
Alta tensión	49.260	318.121	246.414	564.535
6.2	16.582	145.221	112.507	257.728
6.3	9.037	63.753	49.432	113.185
6.4 (1)	23.641	109.147	84.475	193.623
Total	234.748	7.715.881	5.978.396	13.694.277

Fuente: CNMC, Orden IET/221/2013 y Orden IET/1491/2013

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (169 M€), los ingresos por excesos de potencia⁹ (45 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores¹⁰ (134 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 (estimados en 33,6 M€, véase punto 4.3 del presente informe), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (38 M€)¹¹, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (-2,9 M€) y las rentas de gestión de congestión (55 M€)¹².

⁹ La facturación por energía reactiva y excesos de potencia se ha estimado mediante la extrapolación de la última información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas.

¹⁰ Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del ejercicio 2013, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

¹¹ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-junio de 2013, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo julio-agosto de 2013 que resulta de aplicar los precios de la Orden IET/221/2013 y de la Orden IET/1491/2013, a las variables de facturación previstas para este periodo por el OS, suponiendo la misma estructura de potencias contratadas y energía consumida que la registrada en el mismo periodo de 2012.

¹² Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión para el cierre del ejercicio 2013 se han tomado los ingresos registrados por ambos conceptos en el periodo comprendido entre julio de 2012 y junio de 2013, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2013, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 14.166 M€ (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2013

	Ingresos de acceso (miles €)
<i>Ingresos por peajes de consumidores</i>	13.908.096
Facturación de peajes	13.694.277
Facturación energía reactiva	168.982
Facturación excesos de potencia	44.837
<i>Ingresos por peajes de generadores</i>	133.919
<i>Ingresos de conexiones internacionales</i>	90.616
Ingresos por exportaciones	38.131
Ingresos acuerdo ETSO	- 2.900
Rentas de congestión	55.385
<i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i>	33.585
<i>Total ingresos de acceso</i>	14.166.216

Fuente: CNMC, Orden IET/221/2013 y Orden IET/1491/2013

Por último, se estiman en 3.155,9 M€ los ingresos externos a los peajes, procedentes de la recaudación procedente al Estado derivada de los tributos y cánones incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre (2.847,7 M€), del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (308,3 M€), conforme a la disposición adicional segunda¹³ de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y 2.200 M€ del crédito extraordinario concedido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para la financiación de las primas del régimen especial, según se establece en la Ley 15/2013¹⁴.

¹³ La disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, determina que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos y cánones incluidos en la mencionada Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

¹⁴ Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En el Cuadro 13 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2013 según la Orden IET/1491/2013 y los previstos por la CNMC. Se observa que la caída de los ingresos por peajes de acceso consecuencia de la contracción de la demanda es compensada por los mayores ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO₂.

Cuadro 13. Ingresos totales previstos en la Orden IET/1491/2013 y por la CNMC para el cierre de 2013

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2013 Orden IET/1491/2013 (A)	Previsión cierre 2013 (B)	Diferencia (B) - (A)
Ingresos por peajes de acceso (A)	14.491.800	14.166.216	- 325.584
Ingresos por peajes de consumidores	14.248.648	13.908.096	- 340.552
Ingresos por peajes a generadores	123.952	133.919	9.967
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	40.000	33.585	- 6.415
Ingresos de conexiones internacionales	79.200	90.616	11.416
Ingresos externos a peajes (B)	5.043.468	5.355.949	312.481
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.693.468	2.847.699	154.231
Ingresos subastas CO ₂	150.000	308.250	158.250
Crédito extraordinario	2.200.000	2.200.000	-
Total ingresos regulados (A) + (B)	19.535.268	19.522.165	- 13.103

Fuente: CNMC, Orden IET/221/2013 y Orden IET/1491/2013

No obstante lo anterior, se advierte de que hasta la Liquidación provisional 9/2013 los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y de las subastas de derechos de CO₂ ascienden a 692,8 M€ y 77,1 M€, respectivamente, lo que representa aproximadamente, el 25% de los importes estimados para el ejercicio 2013. Al respecto, se indica que hasta la fecha de elaboración del presente informe no se ha percibido importe alguno derivado de la aplicación canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, cuyo importe estimado para 2013 asciende a 319,8 M€ (véase Anexo III).

En consecuencia, se considera necesario señalar la incertidumbre existente a la fecha de elaboración del presente informe sobre la plena materialización de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012. Se indica que de mantenerse la tendencia registrada hasta la fecha de elaboración del presente informe, la cuantía de estos ingresos podría ascender a 1.694 M€, cifra 1.462 M€ inferior a la prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2013.

3.2.2 Previsión de facturación para el ejercicio 2014

En el Cuadro 14 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2014 en cada uno de los escenarios considerados los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/1491/2013. Los ingresos previstos para 2014 ascienden a 14.194 M€, cifra que supera en 500 M€ (3,6%) a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2013, debido a que el incremento de peajes introducido en la citada Orden IET/1491/2013 se aplica durante todo el ejercicio.

Cuadro 14. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para 2014 a los peajes aplicables a partir del 1 de agosto de 2013, establecidos en la Orden IET/1491/2013.

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/1491/2013 (miles €)
Baja tensión	114.639	10.589.721
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	69.406	7.054.374
2.0 A	61.920	6.642.748
2.0 DHA	7.480	411.307
2.0 DHS	5	319
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	9.665	951.166
2.1 A	6.519	747.364
2.1 DHA	3.145	203.655
2.1 DHS	2	147
<i>Pc > 15 kW</i>	35.568	2.584.181
3.0 A	35.568	2.584.181
Media tensión	70.257	3.016.297
3.1 A	15.478	924.033
6.1	54.779	2.092.264
Alta tensión	49.260	587.789
6.2	16.582	268.622
6.3	9.037	118.120
6.4 (1)	23.641	201.046
Total	234.156	14.193.807

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Dichas previsiones no incluyen los ingresos por la facturación de energía reactiva, excesos de potencia, peajes de acceso aplicables a la generación, los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 (véase punto 4.3 del presente informe), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios, ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO ni las rentas de gestión de congestión. Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2014, resultado de considerar los conceptos anteriores ascienden a 14.648 M€, un 3,4% superiores a los previstos para el cierre de 2013 (Véase Cuadro 15).

Cuadro 15. Ingresos totales de acceso previstos para el 2014.

Ingresos de acceso (miles €)	Previsión cierre 2013 (A)	Previsión 2014 (B)	(B) - (A) (miles €)	% variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de consumidores	13.908.096	14.406.281	498.184	3,6%
Facturación de peajes	13.694.277	14.193.807	499.530	3,6%
Facturación energía reactiva	168.982	167.919	- 1.064	-0,6%
Facturación excesos de potencia	44.837	44.555	- 282	-0,6%
Ingresos por peajes de generadores	133.919	133.640	- 279	-0,2%
Ingresos de conexiones internacionales	90.616	90.353	- 263	-0,3%
Ingresos por exportaciones	38.131	37.868	- 263	-0,7%
Ingresos acuerdo ETSO	- 2.900	- 2.900	-	0,0%
Rentas de congestión	55.385	55.385	-	0,0%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	33.585	17.600	- 15.985	-47,6%
Total ingresos de acceso	14.166.216	14.647.874	481.657	3,4%

Fuente: CNMC y Orden IET/1491/2013

Finalmente, en 2014 se estiman en 3.278,6 M€ los ingresos externos a los peajes de acceso. En particular, se estima que la recaudación derivada de tributos incluidos en la Ley 15/2012 ascenderá a 2.876,3 M€ y los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero ascenderá a 343 M€.

Teniendo en cuenta la elevada incertidumbre que existe sobre la evolución de la potencia contratada y de la demanda, en el Cuadro 16 se muestra el impacto sobre los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 ante posibles desvíos en dichas variables de facturación respecto de las previstas, manteniendo la estructura de variables de facturación prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2013 y 2014, para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y el total del sistema.

Cuadro 16. Desvíos en los ingresos (miles €) por peajes de acceso inducidos por desvíos en la previsión de la potencia contratada y de la demanda, manteniendo la estructura de las variables de facturación previstas para el cierre de 2013 y 2014, valorados a los peajes de la Orden IET/1491/2013.

Desvío porcentual en la potencia contratada o la energía consumida	Previsión cierre 2013				Previsión 2014			
	Clientes de baja tensión con Pc < 15 kW		Total Sistema		Clientes de baja tensión con Pc < 15 kW		Total Sistema	
	Facturación potencia	Facturación energía	Facturación potencia	Facturación energía	Facturación potencia	Facturación energía	Facturación potencia	Facturación energía
-2,00%	- 33.582	- 33.999	- 76.178	- 43.390	- 79.887	- 80.223	- 181.359	- 102.517
-1,50%	- 25.187	- 25.499	- 57.134	- 32.542	- 59.916	- 60.168	- 136.019	- 76.888
-1,00%	- 16.791	- 16.999	- 38.089	- 21.695	- 39.944	- 40.112	- 90.679	- 51.259
-0,50%	- 8.396	- 8.500	- 19.045	- 10.847	- 19.972	- 20.056	- 45.340	- 25.629
0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-
0,50%	8.396	8.500	19.045	10.847	19.972	20.056	45.340	25.629
1,00%	16.791	16.999	38.089	21.695	39.944	40.112	90.679	51.259
1,50%	25.187	25.499	57.134	32.542	59.916	60.168	136.019	76.888
2,00%	33.582	33.999	76.178	43.390	79.887	80.223	181.359	102.517

Fuente: CNMC y Orden IET/1491/2013

3.3 Previsión de costes regulados para el cierre de 2013 y 2014

A continuación se presenta la previsión de costes regulados para el cierre de 2013 y 2014. En el Anexo IV del presente informe se describen detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación.

3.3.1 Previsión para el cierre de 2013

En el Cuadro 17 se comparan los costes regulados previstos para 2013, según información que acompaña a la Orden IET/1491/2013 y la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC.

Cuadro 17. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2013 y los costes previstos en la Orden IET/221/2013 y la Orden IET/1491/2013

Coste de acceso (Miles €)	Orden IET/1491/2013 (A)	Previsión Liquidación 14/2013 (B)	Diferencia (A) - (B)	% variación (B) sobre (A)
Coste Transporte	1.597.136	1.603.790	6.654	0,4%
Coste Distribución	4.995.539	5.000.868	5.329	0,1%
Coste Gestión Comercial	56.701	56.701	-	0,0%
Costes de diversificación	10.666.500	10.089.145	- 577.355	-5,4%
Prima RE	9.842.000	9.322.289	- 519.711	-5,3%
Servicio de interrumpibilidad	748.900	691.265	- 57.635	-7,7%
Resto	75.600	75.591	- 9	0,0%
Costes Permanentes	923.997	944.113	20.116	2,2%
Tasa CNMC	20.997	21.113	116	0,6%
Compensación extrapeninsular	903.000	923.000	20.000	2,2%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.668.038	2.681.348	13.309	0,5%
Exceso déficit años anteriores	-	-	-	
Imputación de pérdidas	75.000	120.000	45.000	60,0%
Costes de acceso (A)	20.982.911	20.495.965	- 486.946	-2,3%
Costes(+)/ingresos(-) liquidables (B)	- 1.447.975	- 995.110	452.865	-31,3%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad	- 472.740	- 485.594	- 12.854	2,7%
Ingresos Pagos por capacidad	1.471.516	1.459.405	- 12.111	-0,8%
Coste Pagos por Capacidad	998.776	973.811	- 24.965	-2,5%
Incentivo a la inversión	451.196	459.043	7.847	1,7%
Incentivo a la disponibilidad	188.266	185.501	- 2.765	-1,5%
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro	359.314	329.267	- 30.047	-8,4%
Financiación Bono Social	181.350	228.451	47.101	26,0%
Compensación extrapeninsular 2012	138.000	-	- 138.000	-100,0%
Excedente del Fondo de Titulización	- 709.200	- 901.106	- 191.906	27,1%
Retribución definitiva transporte 2008-2011	- 110.000	88.935	198.935	-180,9%
Retribución de la distribución por calidad 2011	74.204	74.204	-	
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 749.589	-	749.589	-100,0%
Definición tipo del interés por deficit posteriores a 2009	200.000	-	- 200.000	-100,0%
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	19.534.936	19.500.856	- 34.080	-0,2%

Fuentes: CNMC, Orden IET/221/2013, Orden IET/1491/2013 y Memorias que acompañaron a las propuestas de Orden

A continuación se describe brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los de la Orden IET/1491/2013.

- **Retribución del transporte**

La retribución de la actividad del transporte prevista para aumenta en 6,7 M€, debido, fundamentalmente, a la actualización con la última información disponible del incentivo de disponibilidad a percibir por las empresas transportistas en el años 2013.

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la actividad de la distribución prevista para el ejercicio 2013 asciende a 5.000,1 M€, cifra superior en 5,3 M€ a la prevista en la Orden IET/1491/2013. Dicha previsión de cierre se corresponde con los cálculos efectuados con motivo del “Informe 17/2013 de la CNE sobre la 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”, aprobado por el Consejo de la CNE, hoy CNMC, el pasado 31 de julio de 2013.

- *Primas del régimen especial*

Teniendo en cuenta la última información disponible, se estima que las primas del régimen especial asciendan a 9.322 M€ en 2013, cifra inferior en 519,8 M€ a la prevista en la Orden IET/1491/2013. Esta reducción se debe tanto al ajuste de las horas previstas finales para las distintas categorías de instalaciones fotovoltaicas, como a la reducción de la previsión del ritmo de implantación y de la energía generada por las instalaciones solares de tecnología termoeléctrica.

- *Compensación extrapeninsular*

Se estima que la compensación extrapeninsular correspondiente al ejercicio 2013 alcanzará 1.846 M€. Conforme se establece en la Disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, el 50% de la compensación extrapeninsular será financiada con cargo a los peajes de acceso, esto es, 923 M€.

No obstante lo anterior, se advierte de que el proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2014 incluye 903 M€, el 50% de la compensación prevista para el ejercicio 2013 en la Orden IET/1491/2013 (1.806 M€).

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden IET/1491/2013 hasta el 4 de noviembre de 2013 se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 40ª a 45ª), por lo que se actualizan la anualidades de las categorías “Déficit 2012” y la anualidad correspondiente a FADE. En particular, la anualidad correspondiente al déficit 2012 asciende a 256,9 M€ y la anualidad correspondiente a FADE asciende a 1.940,0 M€. La actualización de las anualidades implica un incremento de los costes del sistema de 13,3 M€.

- *Previsión de pérdidas*

Se eleva hasta 120 M€ el importe por imputación de la diferencia de pérdidas, teniendo en cuenta que en la Liquidación 9/2013 el importe por este concepto asciende a 105,6 M€.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, el superávit de los pagos por capacidad asciende a 487,1 M€, cifra que supera en 14,4 M€, a la prevista en Orden IET/1491/2013, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

- *Bono Social*

Se advierte de que con la información disponible a la Liquidación 9/2013, el importe de la financiación del bono social correspondiente a los últimos doce meses (esto es, octubre de 2012 a septiembre de 2013) asciende a de 228,4 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 de 171,3 M€, cifra inferior en 10 M€ a la prevista en la Orden IET/1491/2013, según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden. No obstante, teniendo en cuenta que a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente la publicación de la Orden prevista en la Disposición transitoria del Real Decreto-ley 9/2013, se supone que el bono social correspondiente al ejercicio 2013 será financiado en su totalidad con cargo a los peajes del ejercicio. En consecuencia, se estima un incremento del coste de 47,1 M€ por la financiación del bono social.

- *Retribución definitiva del transporte correspondiente al periodo 2008-2012*

La Orden IET/1491/2013 contempla como ingresos liquidables del sistema el menor coste de la retribución del transporte correspondiente a los ejercicios 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 (110 M€). Teniendo en cuenta que, conforme al procedimiento de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, dichos ingresos se incorporarán en las liquidaciones provisionales del ejercicio en que se realice la liquidación definitiva de los años 2008, 2009, 2010 y 2011, que a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente de aprobación la disposición por la que se establece la retribución definitiva del transporte para dichos ejercicios y el plazo de audiencia que se debe conceder a los interesados, se considera que únicamente tendrá impacto en las liquidaciones del ejercicio 2013 la liquidación definitiva del ejercicio 2008 (88,9 M€)¹⁵, trasladándose el impacto de la revisión de la retribución definitiva del transporte correspondiente al periodo 2009-2011 (88,3)¹⁶ al ejercicio 2014.

- *Impacto de las medidas del RDL 9/2013 sobre las primas del régimen especial*

Según la Memoria que acompañó a la Orden IET/1491/2012, la nueva regulación del régimen económico y jurídico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos prevista en el RDL 9/2013 implica una reducción de las primas del régimen especial de 759,6 M€, respecto del importe inicialmente previsto.

¹⁵ Se estima que la liquidación definitiva del ejercicio 2008 supondrá un incremento de los costes de 117.275,3 €. Dicha liquidación se ha realizado teniendo en cuenta la retribución del transporte prevista en la Orden ETC/3860/2007 y la Orden ITC/3801/2008 (1.246.428 miles de €). Por tanto, teniendo en cuenta la retribución definitiva del transporte correspondiente a 2008 (1.218.088 miles de €) según se recoge en el Informe 17/2013, la liquidación definitiva del transporte supondrá un mayor coste de 88.935,3 miles de euros.

¹⁶ Conforme a los cálculos efectuados con motivo del "Informe 17/2013 de la CNE sobre la 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", aprobado por el Consejo de la CNE, hoy CNMC, el pasado 31 de julio de 2013.

Al respecto se indica que, conforme a la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2012, el impacto de la revisión de la metodología de retribución de las instalaciones del régimen especial debe imputarse en las seis liquidaciones posteriores a la entrada en vigor de las disposiciones de desarrollo, correspondiendo dichas liquidaciones al mismo ejercicio. En consecuencia, dado que a la fecha de emisión del presente informe ya se ha efectuado la liquidación correspondiente a la producción del mes de septiembre (liquidación 9/2013) y que las disposiciones de desarrollo no han sido publicadas, se estima que el impacto previsto en la Orden IET/1491/2013 (749,6 M€) se trasladará al ejercicio 2014.

- *Excedente del Fondo de Titulización*
En la Liquidación 9/2013 se ha registrado un ingreso liquidable de 901,1 M€ procedente del Fondo de de Titulización, cifra que supera en 191,9 M€ a la prevista en la Orden IET/1491/2013. Ello es debido a que en la emisión 45ª se ha titulado un importe superior al valor del derecho de cobro pendiente de las empresas eléctricas¹⁷.
- *Compensación extrapeninsular de los ejercicios 2011 y 2012*
Conforme a la última información disponible se estima en 1.787 M€ y 1.756 M€ la compensación extrapeninsular correspondiente a los ejercicios 2011 y 2012, cifras que superan en 56 M€ y 134 M€, a las inicialmente previstas en Orden IET/221/2013 y en la Orden IET/1491/2013, respectivamente.

No obstante lo anterior, a la fecha de elaboración del presente informe, Endesa no ha solicitado las compensaciones definitivas de los ejercicios 2011 y 2012, por lo que se traslada al ejercicio 2014 el impacto de las compensaciones definitivas de los ejercicios 2011 y 2012 (190 M€).

- *Impacto de la determinación del tipo de por la financiación del déficit de ingresos y el desajuste*
A la fecha de elaboración del presente informe no se ha publicado la Orden por la que se determina el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del déficit de ingresos a partir de 2010 y los desajustes temporales a partir de 2009, por lo que no se incluye en la previsión de cierre del ejercicio 2013 el impacto de dicha disposición (200 M€).

¹⁷ La diferencia entre los derechos de cobro titulizables y los de las empresas ya fue anticipada por la CNE en diversos informes tarifarios, entre otros el Informe 35/2012 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, disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne49_12.pdf

3.3.2 Previsión 2014

En el siguiente apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2013, al ser una partida de coste que, conforme a la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, se incorpora en el escandallo de costes de 2014. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2014. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis que sirven de base para la estimación.

Desajuste de ingresos de 2013

La Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997 establece que cuando se produzcan desajustes temporales en las liquidaciones, estos serán financiados por las empresas¹⁸ y que éstas tendrán derecho a recuperar sus aportaciones en las 14 liquidaciones correspondientes al periodo en que se modifiquen las tarifas de acceso para el reconocimiento de dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes.

En el Cuadro 18 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2013 según la Orden IET/221/2013 y la Orden IET/1491/2013 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2013 se produciría un desajuste positivo estimado en 21,3 M€.

No obstante, según el proyecto de Ley del Sector Eléctrico¹⁹, antes del 1 de diciembre de 2014 se realizará una liquidación complementaria de la liquidación provisional 14/2013, en las que se incorporarán las partidas de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2012 y las procedentes de las distintas partidas presupuestarias, por lo que, se plantean dos escenarios adicionales de desajuste. El primer escenario tiene en cuenta el impacto de las medidas del RDL 9/2013 sobre las primas del régimen especial incluido en la Orden IET/1491/2013 (749,6 M€). El segundo escenario es la estimación del impacto del RDL 9/2013 sobre las primas del régimen especial de la CNMC (1.051 M€), cuyas hipótesis de cálculo se recogen en el Anexo IV del presente informe.

Según dichos escenarios de previsión en 2013 el desajuste del ejercicio 2013 estaría entre 21,3 M€ y 1.072,6 M€, siempre que no se produjeran desvíos en las previsiones relativas a los ingresos externos a los peajes de acceso.

Al respecto, como se ha indicado en el epígrafe 3.2.1, se señala la incertidumbre existente sobre la plena materialización de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012, indicándose que de mantenerse la tendencia registrada hasta la fecha de elaboración del presente informe, se podría producir un desajuste negativo en el ejercicio 2013 que oscilaría entre 1.440,7 M€ en el escenario más desfavorable (en el Cuadro 18 denominado escenario Base) y 389,4 M€ en el escenario más favorable (liquidación complementaria con previsión de régimen especial de la CNMC). Según la citada DA21^a de Ley 54/199 este

¹⁸ En un 35,01% por Iberdrola, S.A, un 6,08% por Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A, un 44,16% por Endesa, S. A., un 1,00% por EON España, S.L. y un 13,75% por GAS Natural S.D.G, S.A.

¹⁹ Teniendo en cuenta el informe de la ponencia de fecha 14 de noviembre de 2013, disponible en http://www.congreso.es/public_oficiales/L10/CONG/BOCG/A/BOCG-10-A-65-3.PDF#page=1

importe debería incorporarse a los costes previstos para el ejercicio 2014. Según el proyecto de Ley del Sector Eléctrico, se debería incorporar en los costes de acceso del ejercicio 2014 la anualidad correspondiente para recuperar el desajuste en 15 años.

Cuadro 18. Previsión del desajuste temporal de ingresos para el cierre de 2013 la Orden IET/1491/2013 y por la CNMC

	Previsión anual 2013 Orden IET/1491/2013	Escenario Base	Previsión Liquidación complementaria 14/2013	
		Previsión Liquidación 14/2013	Previsión RE de la Orden IET/1491/2013	Previsión RE de la CNMC
Costes regulados (miles €) (A)	20.244.136	20.401.962	19.652.373	19.350.622
Costes de acceso	20.982.911	20.495.965	20.495.965	20.495.965
Otros costes regulados (1)	- 738.775	- 94.004	- 843.593	- 1.145.343
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	14.491.800	14.166.216	14.166.216	14.166.216
% sobre costes regulados	72%	69%	72%	73%
Ingresos externos a peajes (miles €) (C)	5.043.468	5.355.949	5.355.949	5.355.949
% sobre costes regulados	24,9%	26,3%	26,3%	26,3%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.693.468	2.847.699	2.847.699	2.847.699
Ingresos subastas CO2	150.000	308.250	308.250	308.250
Crédito extraordinario	2.200.000	2.200.000	2.200.000	2.200.000
Excedente de Fondo de Titulización (miles €) (D)	709.200	901.106	901.106	901.106
% sobre los costes regulados	4%	4%	4,6%	4,7%
Desajuste (miles €) [(B) + (C) + (D)] - (A)	332	21.309	770.898	1.072.649
% sobre los costes regulados	0%	0%	3,9%	5,5%

Fuentes: CNMC, Orden IET/221/2013, Orden IET/1491/2013 y Memorias que acompañaron a las propuestas de Orden. (1) incluye la financiación del bono social, el superávit de los pagos por capacidad, la compensación extrapeninsular, la retribución definitiva del transporte y la retribución de la distribución por calidad 2011.

En el Cuadro 19 se comparan los costes de acceso previstos para el cierre de 2013 y 2014, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes de acceso previstos para 2014 ascienden a 18.289 M€, un 11,3% inferiores (2.306 M€) a los previstos para el cierre del ejercicio 2013. Esta reducción de los costes de acceso se explica, fundamentalmente, por la reducción de las primas del régimen especial (2.089,8 M€), el coste del servicio de interrumpibilidad (96,4 M€) y el desajuste positivo (21,3 M€) que se registraría en el ejercicio 2013 en caso de que se cumplieran las previsiones de ingresos externos a peajes. Como se indica en el Anexo IV, las primas del

régimen especial previstas para el ejercicio 2014 y el coste del servicio de interrumpibilidad se han estimado conforme a la normativa vigente y se han minorado por el impacto estimado en las memorias que acompañaron a sendas propuestas normativas, remitidas a la CNE para informe en julio de 2013²⁰.

Cuadro 19. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2013 y 2014, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Coste de acceso (Miles €)	Previsión Liquidación 14/2013 (A)	Previsión 2014 (B)	Diferencia (A) - (B)	% variación (B) sobre (A)
Coste Transporte	1.603.790	1.671.150	67.360	4,2%
Coste Distribución	5.000.868	5.005.598	4.730	0,1%
Coste Gestión Comercial	56.701	56.701	-	0,0%
Costes de diversificación	10.089.145	7.894.221	- 2.194.924	-21,8%
Primas del Régimen Especial	9.322.289	7.232.494	- 2.089.794	-22,4%
Servicio de interrumpibilidad	691.265	594.857	- 96.408	-13,9%
Resto	75.591	66.870	- 8.721	-11,5%
Costes Permanentes	944.113	875.836	- 68.277	-7,2%
Tasa CNMC	21.113	21.836	723	3,4%
Compensación extrapeninsular	923.000	854.000	- 69.000	-7,5%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.681.348	2.686.821	5.473	0,2%
Exceso déficit años anteriores	-	- 21.309	- 21.309	n.a.
Imputación de pérdidas	120.000	120.000	-	0,0%
Costes de acceso (A)	20.495.965	18.289.017	- 2.206.948	-10,8%
Costes(+)/ingresos(-) liquidables (B)	- 995.110	- 976.432	18.677	-1,9%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad	- 485.594	- 528.563	- 42.970	8,8%
Ingresos Pagos por capacidad	1.459.405	1.445.671	- 13.733	-0,9%
Coste Pagos por Capacidad	973.811	917.108	- 56.703	-5,8%
<i>Incentivo a la inversión</i>	459.043	270.603	- 188.440	-41,1%
<i>Incentivo a la disponibilidad</i>	185.501	187.096	1.595	0,9%
<i>Resolución Restricciones por Garantía de Suministro</i>	329.267	459.409	130.142	39,5%
Financiación Bono Social	228.451	-	- 228.451	-100,0%
Compensación extrapeninsular 2012	-	190.000	190.000	n.a.
Excedente del Fondo de Titulización	- 901.106	-	901.106	-100,0%
Retribución definitiva transporte 2008-2011	88.935	- 88.280	- 177.215	n.a.
Retribución de la distribución por calidad 2011	74.204	-	-	
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	-	- 749.589	- 749.589	n.a.
Definición tipo del interés por deficit posteriores a 2009	-	200.000	200.000	n.a.
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	19.500.856	17.312.585	- 2.188.271	-11,2%

Fuentes: CNMC, Orden IET/221/2013, Orden IET/1491/2013 y Memorias que acompañaron a las propuestas de Orden.

Finalmente, es importante señalar que a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente de publicación diversa normativa con impacto en los costes del sistema, por lo

²⁰ El impacto de la reforma sobre las primas del régimen especial y el coste del servicio de interrumpibilidad, según las correspondientes memorias, suponen una reducción de 1.500 M€ y 200 M€, respectivamente.

que algunos componentes de costes podrán ser actualizados con posterioridad. A efectos ilustrativos, se indica que en caso de que la revisión del sistema de retribución de las primas del régimen especial resultara acorde con la previsión de la CNMC (5.686 M€), los costes del ejercicio 2014 ascenderían 15.765,7 M€, inferiores en 3.735,1 M€ a los previstos para el cierre del ejercicio 2014.

4 Suministro de último recurso

4.1 Información relativa a la tarifa de último recurso

En el Cuadro 20 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a Tarifas de Último Recurso correspondientes a los años 2012, 2013 y 2014.

Dichas previsiones han sido confeccionadas teniendo en cuenta (i) las previsiones de demanda descritas en el epígrafe 3.1 del presente informe para el cierre 2013 y 2014 y (ii) la evolución del porcentaje de consumidores que con derecho a TUR son abastecidos por CUR de acuerdo con la información declarada por las empresas distribuidoras en la base de datos de liquidaciones eléctricas.

En particular, para estimar el cierre de 2013 y 2014 se han tomado las variables relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo en el periodo comprendido entre enero y junio de 2013, y se ha estimado el número de clientes, potencia contratada y consumo extrapolando la tendencia registrada a la segunda parte del año 2013 y 2014.

Adicionalmente, no se dispone de información sobre los consumidores que estando conectados a distribuidores con menos de 100.000 clientes, tienen derecho a TUR y son suministrados por un CUR, por lo que se ha supuesto que ninguno de dichos clientes está sujeto a dicha tarifa regulada. Lo anterior implica suponer que el porcentaje de consumidores con derecho a TUR abastecidos por CUR en los sistemas ceutí y melillense es nulo.

En el Anexo IV se recoge esta misma información desagregada por subsistema peninsular, extrapeninsular e insular, de acuerdo con la solicitud de información de la Subdirección General de Energía Eléctrica.

Cuadro 20. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores acogidos a TUR en el territorio nacional.

AÑO 2012

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	17.977.611	69.700.348	41.714.773	7.927.622	19,00
TUR con DH	827.385	4.453.390	5.654.129	677.863	11,99
TUR con DHS	152	558	666	90	13,53
TOTAL	18.805.148	74.154.297	47.369.569	8.605.575	18,17

AÑO 2013

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	16.549.712	64.403.213	36.987.421	6.867.808	18,57
TUR con DH	765.853	4.197.215	5.261.252	627.883	11,93
TUR con DHS	567	2.047	1.974	256	12,99
TOTAL	17.316.133	68.602.474	42.250.647	7.495.947	17,74

AÑO 2014

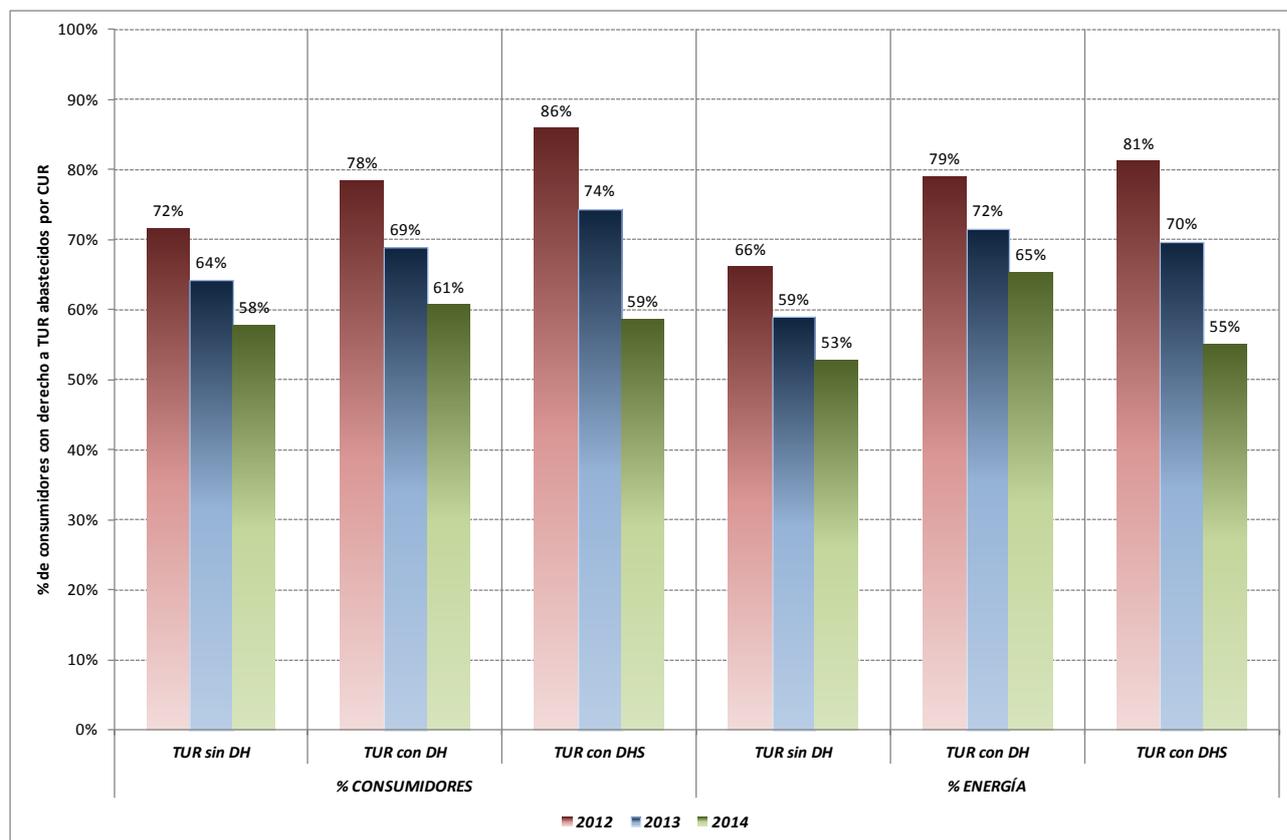
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	14.861.641	55.879.043	32.632.634	6.250.128	19,15
TUR con DH	703.046	3.571.508	4.884.141	578.451	11,84
TUR con DHS	694	2.261	2.706	350	12,94
TOTAL	15.565.381	59.452.812	37.519.480	6.828.928	18,20

Fuente: Empresas y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2014, el 58% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 54% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el

Gráfico 3 se muestra la evolución del número de clientes y consumo respecto del total de consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW desagregado por TUR.

Gráfico 3. Porcentaje de consumidores con derecho a TUR abastecidos por CUR.



Fuente: Empresas y CNMC

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

4.2 Información relativa al bono social

La CNMC solicitó, el pasado mes de julio, información a las empresas eléctricas con objeto de dar cumplimiento a las funciones que esta Comisión tiene establecidas en la normativa vigente en relación con la revisión de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2014. Entre la información requerida no se solicitó la relativa al Bono Social, debido a que ésta no es necesaria para la emisión del correspondiente informe sobre la actualización de los peajes de acceso a las redes y tarifas de último recurso en el sector eléctrico.

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

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

En el Cuadro 21 se muestra información sobre el número de clientes, consumos y facturaciones de los suministros acogidos al Bono Social correspondiente a 2012 y la correspondiente al periodo comprendido entre enero y junio de 2013, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso²¹.

Cuadro 21. Nº de clientes, consumo, facturación de los consumidores acogidos al Bono Social.

Periodo	Consumidores acogidos al Bono Social		Facturaciones (Miles de €)			Precio Medio (c€/kWh)		
	Nº Consumidores	Energía (MWh)	Tarifas de referencia del Bono Social	TUR	Diferencia	Tarifas de referencia del Bono Social	TUR	Descuento (%)
2012	2.614.279	4.765.703	599.810	838.801	238.991	12,59	17,60	-28,5%
Enero - Junio 2013	2.528.728	2.349.539	303.502	402.895	99.392	12,92	17,15	-24,7%
Julio 2012 - Junio 2013	2.548.711	4.620.409	580.736	801.025	220.289	12,57	17,34	-27,5%

Fuente: CNMC

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

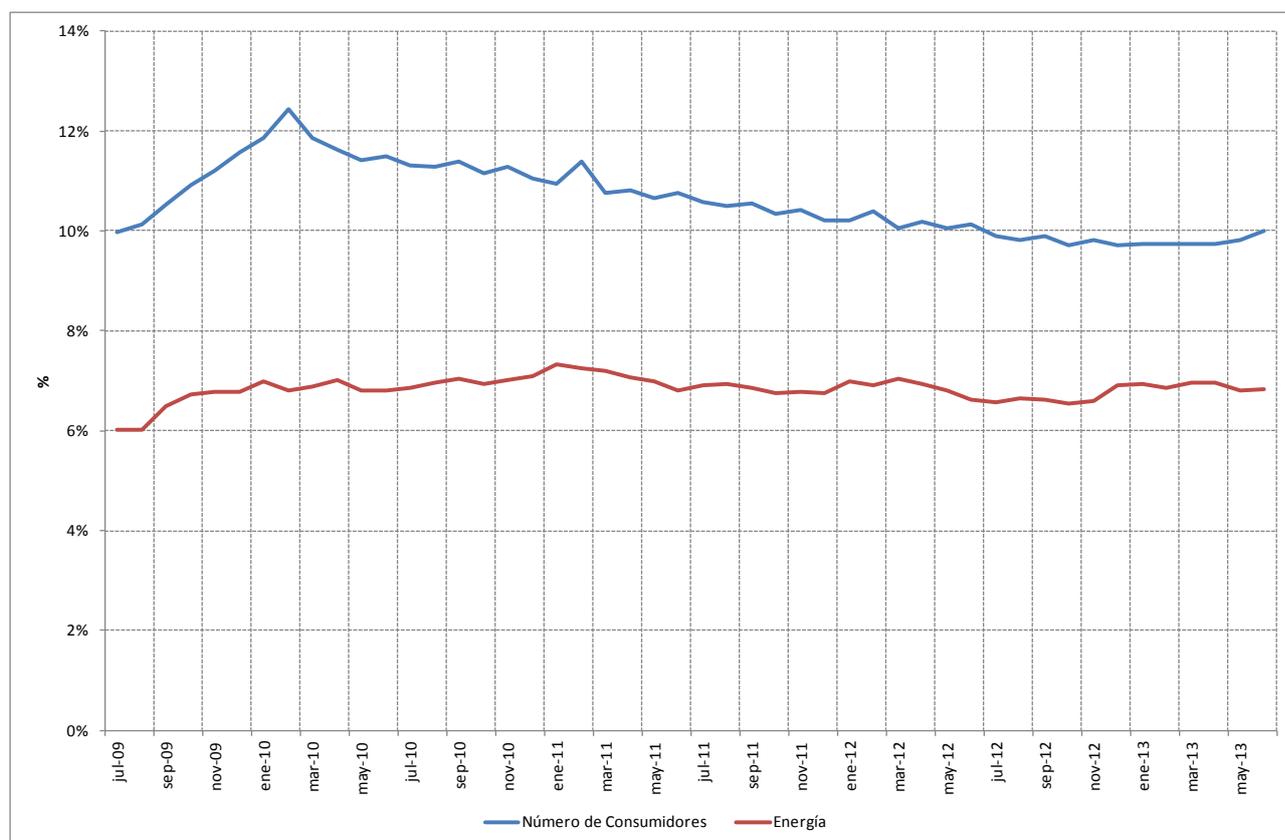
Se observa que, en 2012 el número de consumidores promedio acogido a las tarifas de último recurso fue de 2.614.279, con una energía asociada de 4.766 GWh y un descuento medio sobre las TUR de un 28,5%. Entre enero y julio de 2013 el número de consumidores acogido al bono social asciende a 2.528.728, un 3,2% inferior al registrado en 2012, siendo el descuento medio del 24,7% respecto de la facturación de las TUR.

²¹ Durante el proceso de elaboración del presente informe se han detectado diversas erratas en la información remitida de las empresas, tanto en el número de consumidores como en las facturaciones a las tarifas de referencia del Bono Social. A efectos de la previsión para el ejercicio 2013 y 2014, los datos atípicos han sido substituidos por la mejor estimación, teniendo en cuenta el resto de la información remitida por la comercializadora afectada y/o en función de la información remitida por el resto de empresas comercializadoras para el mes afectado.

En 2012, la diferencia entre la facturación de los consumidores acogidos al Bono Social a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las TUR fue aproximadamente 239 M€. En el periodo comprendido, entre enero y junio de 2013, la diferencia entre la facturación a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las TUR fue de 99,3 M€.

En julio de 2009, tras la introducción del Bono Social, el 10,0% de los consumidores y el 6,0% de la energía consumida con derecho a TUR estaban acogidos al Bono Social. El número de consumidores acogidos a Bono Social y la energía asociada experimentó un incremento en el periodo comprendido entre julio de 2009 y marzo de 2010, momento en que alcanza su máximo con un 11,9% de consumidores con derecho a TUR acogidos a Bono Social. Desde entonces, el número de consumidores acogidos a Bono Social se ha ido reduciendo hasta alcanzar en junio de 2013 niveles próximos a los registrados en el momento de su introducción. En concreto, en junio de 2013 estaban acogidos al Bono Social el 10% de los consumidores con derecho a TUR, cuyo consumo representa el 6,8% de la energía consumida por los consumidores con derecho a TUR, tal y como se detalla en el Gráfico 4²².

Gráfico 4. Porcentaje de consumidores con derecho a TUR acogidos al Bono Social.

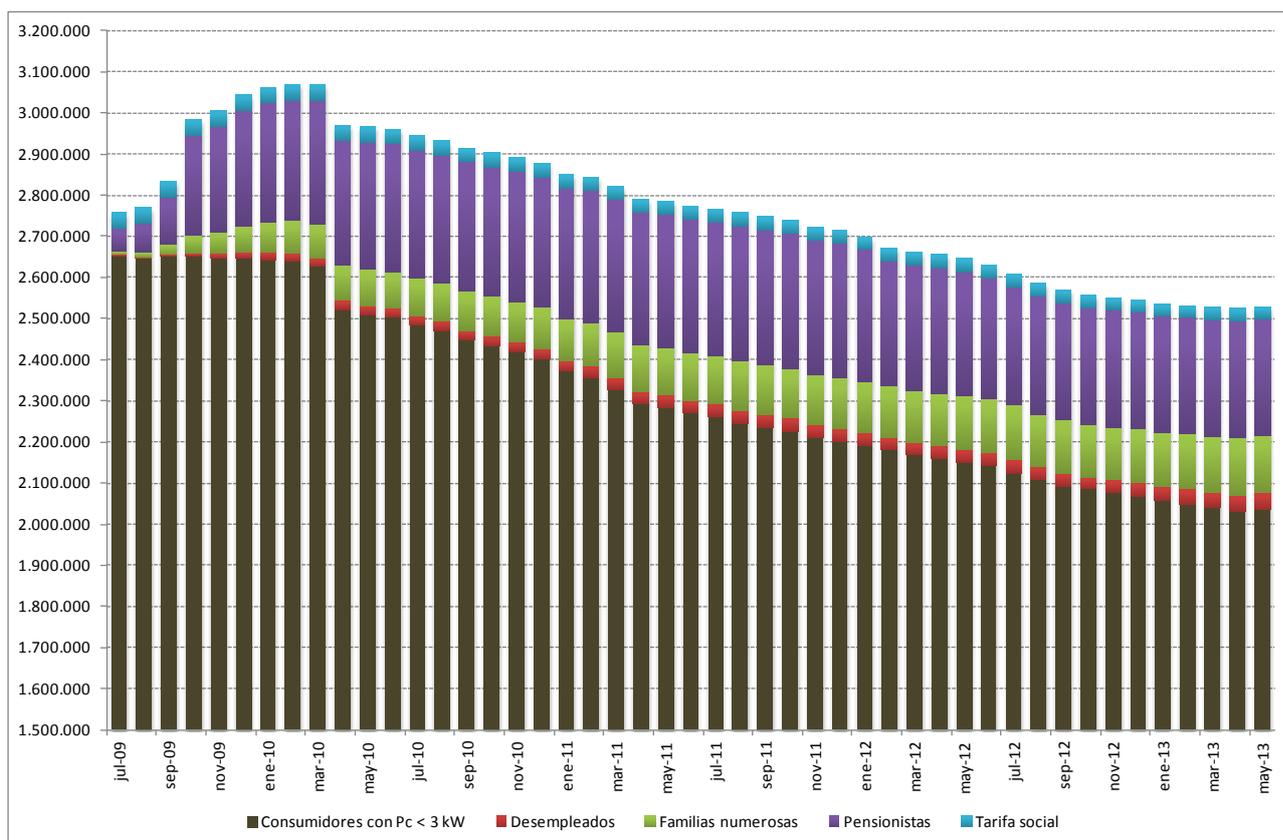


Fuente: CNMC

²² El porcentaje de consumidores y energía con derecho a TUR acogidos al Bono social es aproximado, dado que el denominador sólo incluye información de las distribuidoras de más de 100.000 clientes.

La reducción en el número de consumidores acogidos al Bono Social que se observa desde marzo de 2010 se explica, fundamentalmente, por la disminución en un 22% de los consumidores con potencia contratada en su primera vivienda inferior a 3 kW, parcialmente compensado por un aumento del 11,4% del resto de consumidores acogidos al Bono Social, principalmente desempleados y familias numerosas con tasas de crecimiento superiores al 60% (véase Gráfico 5).

Gráfico 5. Número de consumidores acogidos al Bono Social en el último día del mes correspondiente.



Fuente: CNMC

La previsión del número de consumidores y energía asociada de los suministros acogidos al Bono Social para el cierre de 2013 se ha realizado teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos meses. En particular, el número de consumidores acogidos al Bono Social entre junio y diciembre de 2013 se ha estimado aplicando, por colectivo de consumidores, a la última información disponible (esto es, número de clientes acogidos a bono social en junio de 2013) la tasa de variación mensual promedio de los últimos doce meses (julio 2012–junio 2013). La energía consumida mensual para este mismo periodo (julio-diciembre 2013) se ha estimado multiplicando el número de consumidores previsto en cada mes por consumo medio registrado en los mismos meses del año anterior.

Análogamente, en el ejercicio 2014 se ha estimado el número de clientes mensual aplicando, por colectivo de beneficiarios, la tasa de variación registrada en los últimos

doce meses (julio 2012-junio 2013). El consumo, para cada tipo de consumidor, se ha estimado como resultado de multiplicar el número de clientes mensual por el consumo medio por cliente registrado en el mismo mes del año anterior.

En el Cuadro 22 se muestra la previsión del número de consumidores y consumo de los suministros acogidos al Bono Social para 2012, 2013 y 2014, resultado de las anteriores consideraciones.

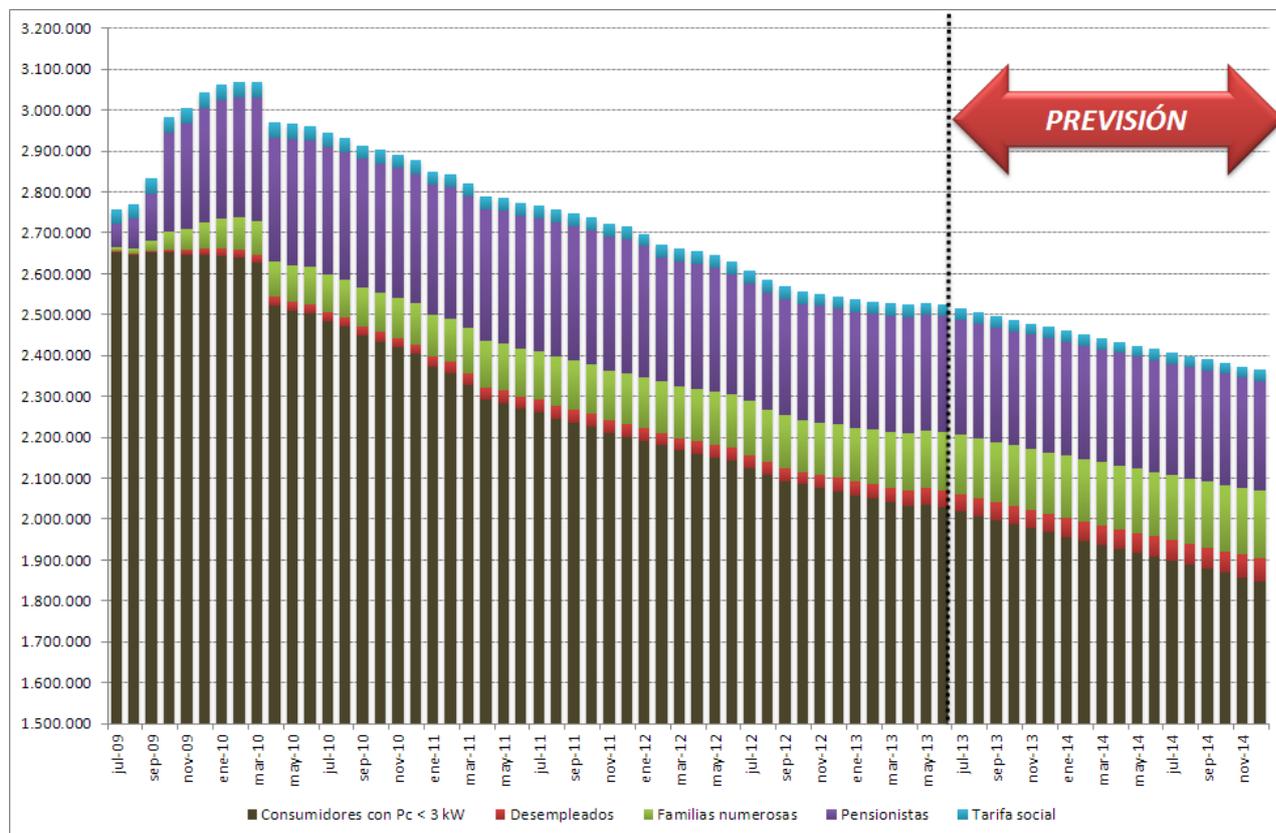
Cuadro 22. Previsión del número de consumidores y energía consumida por los suministros acogidos al Bono Social.

	2012		2013		2014	
	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)
Consumidores con Pc < 3 kW	2.129.146	3.271.364	2.016.270	3.052.587	1.902.049	2.847.783
Desempleados	31.219	97.025	41.235	119.628	50.973	141.328
Familias numerosas	128.386	583.894	142.649	630.067	157.954	681.307
Pensionistas	294.786	763.178	281.446	715.276	273.695	689.972
Tarifa social	30.741	50.243	29.118	47.470	27.160	44.243
Porcentaje	2.614.279	4.765.703	2.510.718	4.565.028	2.411.831	4.404.633

Fuente: CNMC

Se estima que en 2013, el promedio de consumidores acogidos al Bono Social será 2.510.718 consumidores un 4% inferior a la registrada en 2012. En 2014, se estima que el número de consumidores acogidos al Bono Social en 2014 estará alrededor de los 2.411.831. En el Gráfico 6 se muestra la evolución mensual prevista para dicho periodo por tipo de consumidor.

Gráfico 6. Número de consumidores acogidos al Bono Social en el último día del mes correspondiente.



Fuente: CNMC

En relación con la previsión de la diferencia entre la facturación de los consumidores acogidos al Bono Social a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las TUR prevista para el año 2013 y 2014, no es posible aportar dicha previsión dado que, por una parte, no se dispone de información relativa a las potencias contratadas asociadas a estos consumidores y, por otra parte, dependerá de las TUR aplicables en el año 2014.

No obstante, a los efectos oportunos se indica que el coste asociado al Bono Social durante los últimos 12 meses (octubre 2012 – septiembre 2013), medido como la diferencia de facturación entre las tarifas de referencia y las TUR fue de 228,4 M€.

4.3 Información a los ingresos por clientes en régimen transitorio

Los ingresos por la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 previstos para el cierre de 2013 se estiman en 33.585 miles de €, resultado de considerar los ingresos reales incluidos hasta la Liquidación 8/2013 (24.496 miles de €) y una previsión para el resto del año que resulta de mantener la tasa registrada en los últimos doce meses.

Los ingresos por la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 previstos para 2014 se estiman en 17.600 miles de €, como resultado de mantener la tendencia observada en los últimos doce meses.

5 Otra información

5.1 Previsión del coste en 2012 correspondiente a las liquidaciones pendientes de las distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la ley 54/1997.

En relación con la solicitud relativa a la “*Previsión del coste en 2014 correspondiente a liquidaciones pendientes a las empresas distribuidoras en su momento acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en concepto de compensación definitiva por adquisición de energía eléctrica a instalaciones de régimen especial, suministros interrumpibles y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes. Calendario previsto de cierre de las mismas*” se señala que no queda coste alguno pendiente para el ejercicio 2014.

5.2 Objetivos mínimos de eficiencia y calidad de cada SEIE en la explotación real para la operación del sistema

La CNE propuso en diversas ocasiones²³ que se establezcan incentivos económicos anuales (positivos y negativos) al operador del sistema, con el fin de que manteniendo la calidad del suministro, trate en su gestión de reducir el coste de generación en los sistemas no peninsulares. El coste de generación está relacionado con el consumo específico del conjunto de las centrales²⁴ y con el incremento del mismo como consecuencia de la intervención del OS para garantizar el suministro; mientras que la calidad del suministro, se mide a partir de la energía no suministrada o a partir del tiempo de interrupción, en ambos casos derivados de la generación.

De acuerdo con lo anterior, y como se propuso en el referido informe al Proyecto de RD, se considera que el OS debería compatibilizar al menos dos objetivos globales anuales: la mejora de la eficiencia y la mejora de la calidad del suministro en cada uno de los SEIE, medidos por el siguiente índice que afectaría como máximo a un incremento o decremento de un 3% de la retribución del OS en los sistemas no peninsulares. Este porcentaje se determinaría para cada uno de los SEIE definidos en la normativa vigente con la siguiente formulación:

$$\text{Índice (en \%)} = [\text{Incentivo eficiencia (en \%)} + \text{Incentivo calidad (en \%)} - 1]$$

²³ La última con ocasión del informe 21/2013 de la CNE, de 10 de septiembre, sobre el proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

²⁴ El consumo específico definido como consumo de energía primaria por unidad de energía eléctrica neta producida.

Cualquiera de los dos incentivos anteriores se obtendría como relación entre un valor objetivo de una cierta variable y un valor real anual de esa misma variable, conforme a las definiciones siguientes:

1. Variable de eficiencia: Se define la variable de eficiencia real como el valor medio ponderado anual en cada SEIE de las diferencias entre el consumo específico global del despacho meramente económico en cada hora (optimización económica según costes variables crecientes según la etapa 1 del despacho prevista en el artículo 4 de la Orden ITC/913/2006) y el consumo específico en esa misma hora del despacho final resultante como consecuencia de la intervención del operador para la gestión de la reserva y la resolución de las restricciones técnicas (etapa 3 del despacho prevista en el artículo 4 de la Orden ITC/913/2006). Esta variable de eficiencia real podría ser así determinada en cada uno de los SEIE definidos en la normativa vigente, una vez que concluya el año 2014. Por su parte, la variable de eficiencia objetivo podría determinarse en cada SEIE como media del valor real de esta variable durante el periodo 2011-2013.
2. Variable de calidad: Se define la variable de calidad a partir del número de interrupciones superiores a tres minutos y del tiempo medio de interrupción anual (en horas) del que es responsable la generación y el transporte (fracción del NIEPI o del TIEPI atribuible a estas actividades), conforme a la expresión siguiente:

$$NIEPI_{n-1}/6 + TIEPI_{n-1}/4$$

La variable de calidad real podría ser así determinada en cada uno de los SEIE definidos en la normativa vigente, una vez que concluya el año 2014. Por su parte, la variable de calidad objetivo podría determinarse en cada SEIE como media del valor real de esta variable durante el periodo 2011-2013.

Los incentivos anteriores deben ser conocidos anualmente con carácter previo. Las afecciones sistemáticas al alza o a la baja en la retribución del OS deberían ser tenidas en consideración en la revisión de esta retribución en cada periodo regulatorio.

Estos incentivos deberían ser tenidos en cuenta, conjuntamente con el resto de incentivos que se establezcan, en la propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema, que la CNMC está elaborando de acuerdo con el mandato establecido en la Orden IET/221/2013.

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO PARA EL CIERRE DE 2013 Y 2014

PENINSULAR
PREVISIÓN DE CIERRE 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		26.708.155	140.226.992	25.308.468	25.492.005					106.233.355	73.795.415	24.811.703	7.626.237	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	24.058.824	98.260.698						57.713.721	57.713.721						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.094.483	6.217.796						7.189.655	2.564.616	4.625.038					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	707	2.872						2.697	993	963	740				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	658.538	8.273.449						5.905.174	5.905.174						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	177.923	2.203.169						3.027.790	1.054.644	1.973.147					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	76	934						1.576	516	621	439				
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	717.605	25.268.074	25.308.468	25.492.005				32.392.743	6.555.752	18.211.933	7.625.058				
TARIFAS DE ALTA TENSION		105.127	30.024.492	31.551.481	32.561.264	24.996.043	25.148.190	29.953.919	114.926.255	10.723.827	16.310.144	11.041.752	9.240.237	13.303.247	54.307.047	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	83.816	6.882.020	7.293.367	7.922.710				14.311.001	2.978.142	5.790.027	5.542.831				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	18.769	14.793.960	15.098.179	15.271.608	15.369.184	15.459.375	18.532.224	51.652.398	4.646.717	5.913.712	3.118.778	5.073.178	7.294.757	25.605.256	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.592	3.232.912	3.353.606	3.378.878	3.419.894	3.431.810	4.180.525	16.285.570	1.214.240	1.680.116	850.817	1.425.554	2.074.357	9.040.485	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.520.633	1.788.021	1.802.349	1.848.635	1.869.497	2.235.201	9.036.721	516.127	804.829	424.417	742.602	1.101.769	5.446.978	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	520	3.594.966	4.018.307	4.185.720	4.358.330	4.387.507	4.849.969	23.335.295	1.368.601	2.121.460	1.104.908	1.998.904	2.832.364	13.909.058	
299	Peaje Traslase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	305.270	0	0	0	0	0	305.270	
TOTAL BT + AT		26.813.282	170.251.483	56.859.948	58.053.269	24.996.043	25.148.190	29.953.919	221.159.610	84.519.242	41.121.847	18.667.989	9.240.237	13.303.247	54.307.047	

PREVISIÓN 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		26.711.025	139.862.176	25.271.094	25.454.628					105.080.529	72.927.594	24.628.372	7.524.563	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	24.029.554	97.969.078						57.026.219	57.026.219						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.140.715	6.214.736						7.306.605	2.603.016	4.703.590					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	1.081	4.596						4.578	1.796	1.614	1.168				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	652.932	8.249.106						5.788.734	5.788.734						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	170.663	2.192.135						2.984.099	1.038.470	1.945.630					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	211	1.781						1.944	651	767	526				
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	715.869	25.230.744	25.271.094	25.454.628				31.968.350	6.468.708	17.976.772	7.522.870				
TARIFAS DE ALTA TENSION		104.907	29.968.095	31.493.885	32.502.114	24.971.812	25.123.859	29.925.069	114.669.673	10.697.784	16.245.661	10.965.627	9.239.647	13.317.518	54.203.435	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	83.418	6.849.295	7.259.623	7.887.629				14.111.728	2.937.349	5.708.387	5.465.991				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	18.929	14.770.962	15.074.812	15.247.973	15.345.320	15.435.401	18.503.733	51.795.879	4.658.198	5.928.349	3.128.378	5.088.484	7.315.646	25.676.825	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.595	3.231.789	3.352.496	3.377.763	3.418.777	3.430.695	4.179.372	16.355.769	1.219.398	1.687.301	854.707	1.431.950	2.083.647	9.078.765	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.520.646	1.788.109	1.802.435	1.848.722	1.869.590	2.235.326	9.070.174	521.779	812.219	424.321	742.486	1.108.304	5.461.065	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	535	3.595.403	4.018.846	4.186.315	4.358.993	4.388.174	4.850.637	23.117.723	1.361.060	2.109.406	1.092.229	1.976.726	2.809.923	13.768.379	
299	Peaje Traslase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	218.400	0	0	0	0	0	218.400	
TOTAL BT + AT		26.815.932	169.830.270	56.764.979	57.956.742	24.971.812	25.123.859	29.925.069	219.750.202	83.625.378	40.874.033	18.490.190	9.239.647	13.317.518	54.203.435	

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

BALEARES
PREVISIÓN DE CIERRE 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		681.205	4.581.929	1.093.356	1.095.307					3.877.020	2.604.700	912.821	359.499		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	607.726	3.052.619							2.021.934	2.021.934				
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	12.351	70.125	41,8%					20,4%	77.425	28.725	48.699			
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	33	204							87	41	29	16		
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	26.778	333.765							253.935	253.935				
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.621	32.146							45.989	17.219	28.770			
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	4	44							2	1	1	0		
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	31.691	1.093.026	1.093.355	1.095.307					1.477.649	282.845	835.322	359.482		
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.078	444.855	448.120	454.890	308.761	308.821	346.835	1.309.670	163.717	299.857	205.697	91.239	86.173	462.986
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	717	144.146	144.979	151.390				396.340	77.312	167.087	151.941	0	0	0
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	356	271.125	273.557	273.916	275.177	275.237	303.888	816.421	79.053	120.958	48.034	82.097	77.365	408.913
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	5	29.584	29.584	29.584	33.584	33.584	42.947	96.909	7.351	11.812	5.721	9.142	8.808	54.073
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		682.283	5.026.784	1.541.476	1.550.197	308.761	308.821	346.835	5.186.690	2.768.416	1.212.679	565.196	91.239	86.173	462.986

PREVISIÓN 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		679.999	4.576.468	1.093.886	1.095.839				3.871.546	2.591.012	920.529	360.006			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	605.964	3.045.343						2.006.712	2.006.712					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	13.096	74.347						88.090	33.649	54.441				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	69	442						219	105	73	41			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	26.511	330.438						249.359	249.359					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.660	32.197						47.542	17.966	29.576				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	17	144						3	1	1	1			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	31.683	1.093.556	1.093.886	1.095.839				1.479.621	283.220	836.437	359.964			
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.090	449.929	453.239	460.075	312.595	312.656	351.083	1.342.670	167.465	306.323	209.542	93.948	88.723	476.670
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	724	145.443	146.285	152.760				402.211	78.458	169.561	154.191	0	0	0
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	361	274.903	277.370	277.732	279.012	279.072	308.136	841.263	81.475	124.660	49.497	84.594	79.706	421.331
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	5	29.584	29.584	29.584	33.584	33.584	42.947	99.197	7.532	12.102	5.854	9.354	9.016	55.339
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		681.089	5.026.397	1.547.124	1.555.914	312.595	312.656	351.083	5.214.217	2.758.477	1.226.852	569.548	93.948	88.723	476.670

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

CANARIAS
PREVISIÓN DE CIERRE 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.144.827	5.817.711	937.384	939.537					4.867.210	3.488.763	979.610	398.837		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.083.820	4.450.260							2.776.012	2.776.012				
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	5.104	29.240							82.661	24.510	58.152			
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	22	125							47	21	17	8		
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	30.499	373.796							345.949	345.949				
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.168	27.883							70.644	22.067	48.578			
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0							0	0	0	0		
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	23.215	936.406	937.384	939.537					1.591.897	320.204	872.864	398.829		
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.042	786.243	792.380	803.442	554.748	555.179	609.909	3.166.761	306.651	543.481	469.656	263.647	301.737	1.281.590
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.359	242.641	244.005	249.435				744.662	146.942	293.279	304.441	0	0	0
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	677	510.989	515.761	521.394	522.135	522.566	570.183	2.222.140	148.195	231.050	153.621	244.500	278.429	1.166.345
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	7	32.613	32.613	32.613	32.613	32.613	39.727	199.959	11.514	19.152	11.593	19.146	23.308	115.245
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.146.870	6.603.954	1.729.764	1.742.979	554.748	555.179	609.909	8.033.971	3.795.413	1.523.091	868.493	263.647	301.737	1.281.590

PREVISIÓN 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.140.013	5.800.046	936.886	939.038					4.835.595	3.459.842	978.195	397.559		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.079.111	4.435.405							2.753.476	2.753.476				
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	5.209	29.543							85.217	25.267	59.950			
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	32	194							118	54	43	21		
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	30.275	371.069							339.999	339.999				
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.171	27.925							70.043	21.879	48.164			
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0							0	0	0	0		
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	23.215	935.910	936.886	939.038					1.586.744	319.167	870.038	397.538		
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.053	795.264	801.475	812.667	561.032	561.469	616.768	3.238.723	312.431	553.190	477.233	270.649	309.741	1.315.478
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.361	245.512	246.892	252.384				752.456	148.480	296.348	307.628	0	0	0
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	685	517.139	521.970	527.669	528.419	528.855	577.042	2.282.271	152.205	237.302	157.778	251.116	285.963	1.197.906
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	7	32.613	32.613	32.613	32.613	32.613	39.727	203.996	11.746	19.539	11.827	19.533	23.778	117.572
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.142.066	6.595.309	1.738.361	1.751.705	561.032	561.469	616.768	8.074.318	3.772.273	1.531.384	874.793	270.649	309.741	1.315.478

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

CEUTA
PREVISIÓN CIERRE 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.002	170.758	46.479	44.867				128.215	79.957	35.778	12.481			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	27.884	117.087						65.058	65.058					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	12	78						285	86	199				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	676	8.603						4.880	4.880					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	79						228	52	176				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.424	44.911	46.479	44.867				57.763	9.879	35.403	12.481			
TARIFAS DE ALTA TENSION		51	18.092	18.529	18.133	12.458	12.458	12.756	52.240	4.851	9.547	6.509	4.043	4.756	22.535
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	40	5.633	6.071	5.674				11.480	2.208	5.188	4.084			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	11	12.458	12.458	12.458	12.458	12.458	12.756	40.760	2.643	4.359	2.425	4.043	4.756	22.535
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura														
TOTAL BT + AT		30.053	188.850	65.007	62.999	12.458	12.458	12.756	180.455	84.808	45.325	18.990	4.043	4.756	22.535

2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.002	170.758	46.479	44.867				128.215	79.957	35.778	12.481			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	27.884	117.087						65.058	65.058					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	12	78						285	86	199				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	676	8.603						4.880	4.880					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	79						228	52	176				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.424	44.911	46.479	44.867				57.763	9.879	35.403	12.481			
TARIFAS DE ALTA TENSION		51	18.092	18.529	18.133	12.458	12.458	12.756	51.239	4.785	9.437	6.457	3.953	4.650	21.956
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	40	5.633	6.071	5.674				11.480	2.208	5.188	4.084			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	11	12.458	12.458	12.458	12.458	12.458	12.756	39.759	2.577	4.250	2.373	3.953	4.650	21.956
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura														
TOTAL BT + AT		30.053	188.850	65.007	62.999	12.458	12.458	12.756	179.454	84.742	45.215	18.938	3.953	4.650	21.956

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

MELILLA
PREVISIÓN CIERRE 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		31.076	177.854	34.524	33.831					125.469	86.403	24.868	14.197	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.472	125.794							68.109	68.109					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	30	189							171	78	92				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0													
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.324	17.247							8.608	8.608					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	34	439							693	217	476				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0													
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.216	34.185	34.524	33.831					47.888	9.391	24.300	14.197			
TARIFAS DE ALTA TENSION		62	22.560	22.827	22.475	14.590	14.590	14.641	61.913	6.539	10.710	8.264	4.603	5.162	26.635	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	50	7.970	8.221	7.885				15.003	3.064	6.411	5.527				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	12	14.590	14.606	14.590	14.590	14.641		46.910	3.474	4.299	2.737	4.603	5.162	26.635	
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Tránsito Seguro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		31.138	200.414	57.351	56.306	14.590	14.590	14.641	187.382	92.942	35.579	22.461	4.603	5.162	26.635	

PREVISIÓN 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		31.571	181.184	35.063	34.359					128.586	88.005	26.163	14.418	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.855	127.486							69.025	69.025					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	45	284							256	118	139				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0													
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.340	17.455							8.712	8.712					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	96	1.240							1.956	612	1.344				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0													
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.235	34.719	35.063	34.359					48.636	9.538	24.680	14.418			
TARIFAS DE ALTA TENSION		62	22.560	22.827	22.475	14.590	14.590	14.641	61.913	6.539	10.710	8.264	4.603	5.162	26.635	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	50	7.970	8.221	7.885				15.003	3.064	6.411	5.527				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	12	14.590	14.606	14.590	14.590	14.641		46.910	3.474	4.299	2.737	4.603	5.162	26.635	
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Tránsito Seguro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		31.633	203.744	57.890	56.834	14.590	14.590	14.641	190.499	94.543	36.873	22.683	4.603	5.162	26.635	

NACIONAL
PREVISIÓN CIERRE 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)								
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
TARIFAS DE BAJA TENSION			28.595.265	150.975.243	27.420.209	27.605.546					115.231.269	80.055.237	26.764.780	8.411.252	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.806.726	106.006.459							62.644.834	62.644.834	0	0	0	0	0	
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.111.980	6.317.427							7.350.196	2.618.016	4.732.181	0	0	0	0	
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	762	3.201							2.831	1.056	1.009	765	0	0	0	
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	717.815	9.006.859							6.518.546	6.518.546	0	0	0	0	0	
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	182.752	2.263.717							3.145.344	1.094.198	2.051.146	0	0	0	0	
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	80	978							1.577	516	622	439	0	0	0	
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	775.151	27.376.603	27.420.209	27.605.546					35.567.940	7.178.070	19.979.822	8.410.047	0	0	0	
TARIFAS DE ALTA TENSION			108.360	31.296.241	32.833.336	33.860.204	25.886.601	26.039.238	30.938.060	119.516.839	11.205.584	17.173.739	11.731.878	9.603.769	13.701.075	56.100.793	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	85.982	7.282.410	7.696.643	8.337.094					15.478.485	3.207.669	6.261.992	6.008.825	0	0	0	
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	19.824	15.603.123	15.914.562	16.093.966	16.193.544	16.284.227	19.433.692	54.778.630	4.880.082	6.274.378	3.325.596	5.408.421	7.660.469	27.229.683		
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.604	3.295.109	3.415.803	3.441.075	3.486.091	3.498.007	4.263.198	16.582.439	1.233.105	1.711.081	868.132	1.453.843	2.106.473	9.209.804		
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.520.633	1.788.021	1.802.349	1.848.635	1.869.497	2.235.201	9.036.721	516.127	804.829	424.417	742.602	1.101.769	5.446.978		
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	520	3.594.966	4.018.307	4.185.720	4.358.330	4.387.507	4.849.969	23.335.295	1.368.601	2.121.460	1.104.908	1.998.904	2.832.364	13.909.058		
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	305.270	0	0	0	0	0	0	305.270	
TOTAL BT + AT			28.703.625	182.271.485	60.253.546	61.465.750	25.886.601	26.039.238	30.938.060	234.748.109	91.260.822	43.938.520	20.143.129	9.603.769	13.701.075	56.100.793	

PREVISIÓN 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)								
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
TARIFAS DE BAJA TENSION			28.592.609	150.590.631	27.383.407	27.568.730					114.044.472	79.146.409	26.589.035	8.309.028	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.771.368	105.694.399							61.920.490	61.920.490	0	0	0	0	0	
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.159.077	6.318.988							7.480.454	2.662.136	4.818.318	0	0	0	0	
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	1.182	5.232							4.914	1.954	1.730	1.230	0	0	0	
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	711.733	8.976.671							6.391.685	6.391.685	0	0	0	0	0	
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	175.596	2.253.577							3.103.868	1.078.979	2.024.890	0	0	0	0	
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	227	1.924							1.947	653	768	527	0	0	0	
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	773.425	27.339.840	27.383.407	27.568.730					35.141.114	7.090.513	19.743.330	8.307.271	0	0	0	
TARIFAS DE ALTA TENSION			108.164	31.253.939	32.789.955	33.815.464	25.872.488	26.025.032	30.920.317	119.364.217	11.189.004	17.125.322	11.667.123	9.612.799	13.725.795	56.044.173	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	85.593	7.253.853	7.667.091	8.306.333					15.292.877	3.169.559	6.185.896	5.937.421	0	0	0	
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	19.998	15.590.052	15.901.216	16.080.422	16.179.799	16.270.377	19.416.308	55.006.081	4.897.930	6.298.860	3.340.762	5.432.750	7.691.128	27.344.653		
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.607	3.293.986	3.414.693	3.439.960	3.484.974	3.496.892	4.262.046	16.658.963	1.238.677	1.718.942	872.389	1.460.837	2.116.441	9.251.676		
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.520.646	1.788.109	1.802.435	1.848.722	1.869.590	2.235.326	9.070.174	521.779	812.219	424.321	742.486	1.108.304	5.461.065		
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	535	3.595.403	4.018.846	4.186.315	4.358.993	4.388.174	4.850.637	23.117.723	1.361.060	2.109.406	1.092.229	1.976.726	2.809.923	13.768.379		
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	218.400	0	0	0	0	0	0	218.400	
TOTAL BT + AT			28.700.773	181.844.570	60.173.362	61.384.194	25.872.488	26.025.032	30.920.317	233.408.690	90.335.413	43.714.357	19.976.151	9.612.799	13.725.795	56.044.173	

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2012 Y 2013 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES

Cuadro II.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2013 a los precios de la Orden IET/221/2013 y Orden IET/1491/2013. Desglose por subsistema

Ingresos Acceso 2013 (Miles €)						
	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	Total
BT	9.475.141	334.444	416.337	11.550	11.604	10.249.076
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	6.320.490	202.719	281.530	6.840	7.238	6.818.817
2.0 A	5.934.746	198.390	278.511	6.830	7.226	6.425.703
2.0 DHA	385.584	4.320	3.014	10	12	392.940
2.0 DHS	160	9	5	0	0	174
<i>10 kW < Pc ≤ 15 kW</i>	871.578	31.244	38.964	634	1.220	943.640
2.1 A	675.851	28.240	35.448	625	1.179	741.342
2.1 DHA	195.636	3.002	3.516	10	41	202.205
2.1 DHS	92	2	0	0	0	93
<i>Pc > 15 kW</i>	2.283.073	100.481	95.842	4.076	3.146	2.486.619
3.0 A	2.283.073	100.481	95.842	4.076	3.146	2.486.619
MT	2.728.592	53.065	102.939	2.136	2.607	2.889.339
3.1 A	833.786	19.532	34.524	678	918	889.438
6.1	1.894.806	33.533	68.414	1.458	1.689	1.999.901
AT	559.829	2.096	2.610	0	0	564.535
6.2	253.021	2.096	2.610	0	0	257.728
6.3	113.185	0	0	0	0	113.185
6.4	193.623	0	0	0	0	193.623
Total	12.763.562	389.605	521.886	13.687	14.211	13.702.950

Fuente: CNMC

**Cuadro II.2 Ingresos de acceso previstos para 2014 a los precios de la Orden IET/1491/2013.
Desglose por subsistema**

	Ingresos Acceso 2014 (Miles €)					
	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	Total
BT	9.799.870	343.685	421.690	12.103	12.374	10.589.721
Pc ≤ 10 kW	6.541.182	208.280	290.003	7.180	7.729	7.054.374
2.0 A	6.137.601	203.251	287.015	7.170	7.711	6.642.748
2.0 DHA	403.294	5.007	2.979	9	18	411.307
2.0 DHS	287	22	10	0	0	319
10 kW < Pc ≤ 15 kW	878.660	31.493	39.019	650	1.344	951.166
2.1 A	681.629	28.367	35.500	641	1.227	747.364
2.1 DHA	196.890	3.120	3.518	10	117	203.655
2.1 DHS	141	6	0	0	0	147
Pc > 15 kW	2.380.027	103.912	92.668	4.273	3.301	2.584.181
3.0 A	2.380.027	103.912	92.668	4.273	3.301	2.584.181
MT	2.852.575	55.200	103.423	2.283	2.816	3.016.297
3.1 A	870.092	19.191	33.058	713	980	924.033
6.1	1.982.483	36.009	70.365	1.570	1.836	2.092.264
AT	582.827	2.274	2.688	0	0	587.789
6.2	263.661	2.274	2.688	0	0	268.622
6.3	118.120	0	0	0	0	118.120
6.4	201.046	0	0	0	0	201.046
Total	13.235.271	401.159	527.801	14.386	15.190	14.193.807

Fuente: CNMC

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2013 Y 2014

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2013 Y 2014

La disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre de Presupuestos Generales para 2013 establece que en las Leyes de Presupuestos Generales de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, referidos al fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la Sostenibilidad Energética, y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

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

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

En relación al impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, la recaudación estimada asciende a 1.752.635 miles de € y 1.710.024 miles de € en 2013 y 2014, respectivamente. El importe para 2013 se ha calculado aplicando el tipo establecido del 7 por ciento sobre los ingresos derivados de la producción de energía eléctrica del último año móvil (octubre 2012 – septiembre 2013) en el sistema peninsular y la previsión de los ingresos de generación para 2013 en los sistemas no peninsulares, además de la previsión de la prima equivalente del Régimen Especial. Para 2014, se consideran las previsiones realizadas en este informe de la producción y de la prima equivalente del régimen especial y de los ingresos de generación en los sistemas no peninsulares para dicho año. Para el cálculo de los ingresos derivados de la producción en régimen ordinario en el sistema peninsular, se ha considerado una producción para 2014 equivalente a la de 2013, pero con las siguientes consideraciones:

- producción hidráulica media (el índice producible en 2013, hasta el mes de octubre, ha sido del 1,15).
- producción de carbón de las centrales programables por garantía de suministro equivalente a la señalada en el supuesto 1 del epígrafe “sobrecoste del mecanismo de solución de restricciones por garantía de suministro”.

El ingreso procedente del mercado de 2014 se ha estimado a partir del precio medio del mercado diario (48,5 €/MWh) con el apuntamiento registrado por cada tecnología en sus ingresos de 2013.

Se han considerado los derechos de cobro de los pagos por capacidad de 2013 y 2014 estimados en el epígrafe de “Pagos por capacidad”.

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

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (Miles €)
2013	1.752.635
2014	1.710.024

Fuente: CNMC y OS

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

En relación al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas, esta Comisión no dispone de datos suficientes sobre producción y almacenamiento de residuos para poder realizar la estimación de estos impuestos. Únicamente como referencia, se aporta la previsión de ingresos correspondiente a estos impuestos aportada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo el 14 de septiembre de 2012, en rueda de prensa, que ascendía a 269,9 millones de euros por cada año. Tampoco se dispone de información suficiente para estimar el impacto de las modificaciones introducidas a este respecto por la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras, en la que de acuerdo con su exposición de motivos, se persigue clarificar la regulación y la aplicación práctica de este impuesto²⁵.

Cuadro III.2. Previsión del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

Año	Impuesto sobre la producción y almacenamiento de residuos nucleares (Miles de €)
2013	269.900
2014	269.900

Fuente: CNMC y OS

Canon por la utilización de las aguas continentales

Por otra parte, en la mencionada Ley 15/2012 se crea un canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Para 2013 se estima una recaudación de 319.789 miles de €, suponiendo en 2013 la producción hidráulica del último año móvil (octubre 2012 – septiembre 2013). Para 2014 se considera una

²⁵ Ley 16/2013, de 29 de octubre: “Así, en cuanto al combustible nuclear gastado, se modifica el hecho imponible tanto para incorporar la definición de combustible nuclear gastado como para precisar que se grava la producción de combustible nuclear gastado resultante de cada reactor. Adicionalmente, se regula la forma de determinar la base imponible en los supuestos de cese definitivo de la explotación y se modifica el período impositivo, que pasa a ser el ciclo de operación de cada reactor, es decir, el tiempo que transcurre entre dos paradas de recarga del combustible nuclear gastado del núcleo del reactor”.

hidraulicidad media (2013 ha sido un año con una elevada hidraulicidad), con lo que se estiman unos ingresos de 335.387 miles de €. Los ingresos mayores a 2013 por este concepto se derivan del mayor precio medio del mercado estimado en 2014.

Cuadro III.3. Previsión del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Año	Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (Miles €)
2013	319.789
2014	335.387

Fuente: CNMC y OS

Ingresos procedentes de impuestos especiales

La Ley 15/2012 también modifica los tipos impositivos para los hidrocarburos y el carbón. Para los hidrocarburos, las estimaciones de los impuestos especiales recogen unos valores de 558.584 miles de € y 559.124 miles de €, para 2013 y 2014, respectivamente. No obstante, la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012 establece que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año, se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, la estimación de la recaudación anual correspondiente al *Estado* derivada de los tributos y cánones incluidos en la Ley 15/2012. La Ley 17/2012 reproduce estos mismos términos en su disposición quinta, haciendo referencia a la recaudación efectiva correspondiente al Estado. Por ello, a los importes estimados resultantes de la aplicación de los impuestos especiales sobre el gas natural, sobre el fueloil y sobre el gasoil, le han sido descontados los fondos destinados a las Comunidades Autónomas, de acuerdo con lo establecido en la Ley 22/2009, de 18 de diciembre por la que se regula el sistema de financiación de las Comunidades Autónomas. Según dicha norma, un 58% de la recaudación de estos impuestos sobre hidrocarburos corresponderían a las Comunidades Autónomas, quedando el 42% restante para financiar los costes del sistema eléctrico. Todo ello, sin perjuicio de la correspondiente liquidación definitiva que deberá realizarse a los dos años correspondiendo hasta el 76% a las Comunidades Autónomas. Según esto, la recaudación neta provisional correspondiente al Estado, sería de 234.605 miles de € y 234.832 miles de €, para 2013 y 2014, respectivamente.

Para el impuesto especial sobre el carbón se estiman unas recaudaciones de 270.770 miles de € y 326.157 miles de euros, para 2013 y 2014, respectivamente, correspondiendo en su totalidad al Estado.

La estimación de los ingresos para 2013 se ha realizado sobre la producción del último año móvil (octubre 2012 – septiembre 2013), mientras que para 2014 se han incluido las consideraciones hechas para el cálculo del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica. En ambos casos, 2013 y 2014, se ha tenido en cuenta la previsión de impuestos sobre los combustibles utilizados en la generación eléctrica en los sistemas no

peninsulares y sobre el consumo de gas natural, tanto para uso industrial (excluyendo generación eléctrica) como para uso doméstico. Se ha considerado que la mitad del consumo de gas de la cogeneración va destinado a energía térmica útil, con lo que le resultaría de aplicación el tipo aplicable a usos industriales (0,15 euros por gigajulio), de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 16/2013, y al resto el tipo aplicable a la producción de energía eléctrica. Se ha considerado la siguiente previsión de consumo de gas natural convencional.

Cuadro III.4. Previsión de demanda de gas natural

Año	GN CCGT (GWh)	GN cogeneración (GWh)	GN uso industrial, excepto CCGT y cogeneración (GWh)	GN uso doméstico (GWh)
2013	49.203	103.953	112.047	65.000
2014	49.521	102.576	118.003	65.000

Cuadro III.5. Previsión de los impuestos especiales de los hidrocarburos CORRESPONDIENTE AL ESTADO y sobre el carbón

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (Miles €)	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos CORRESPONDIENTE AL ESTADO (Miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (Miles €)
2013	558.584	234.605	270.770
2014	559.124	234.832	326.157

Fuente: CNMC y OS

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

Por otra parte, la ley 17/2012 también establece que el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico. En este sentido, para 2013 se estiman unos ingresos de 308.250 miles de euros considerando un volumen de 78,7 millones de toneladas de CO₂ (65 millones que ya se han subastado más los 13,7 que faltarían por subastar), y un precio de 4,35 €/tCO₂ (el precio resultante en las subastas realizadas hasta la fecha). Para 2014 se estiman unos ingresos por este concepto de 402.347 miles de €. Para ello se ha considerado un volumen de 88,2 millones de toneladas de CO₂, si bien este volumen podría reducirse de manera significativa si se aprueba la propuesta de retrasar la subasta de un volumen de derechos al periodo 2019-2020 (conocida como *backloading*). El precio considerado, 5,07 €/tCO₂, se ha obtenido tomando la media de los valores del futuro de diciembre de 2014, el de mayor liquidez, en el periodo del 30 de septiembre al 28 de octubre de 2013 (Fuente: ICE CENTER REPORT).

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

Año	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (Miles €)
2013	308.250
2014	402.347

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

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

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

Ingresos totales estimados (Miles €)	Estimación CNMC 2013	Ley de Presupuestos Generales del Estado 2013	Estimación CNMC 2014	Proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado 2014
Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica	1.752.635		1.710.024	
Impuesto sobre la producción y almacenamiento de residuos nucleares (cifra publicada por Minetur)	269.900		269.900	
Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica	319.789		335.387	
Impuestos especiales sobre los hidrocarburos	234.605		234.832	
Impuesto especial sobre el carbón	270.770		326.157	
Disposición adicional segunda a) Ley 15/2012 Recaudación total anual correspondiente al Estado de los tributos y cánones	2.847.699	2.921.468	2.876.300	2.906.920
Disposición adicional segunda b) Ley 15/2012 Subastas CO2	308.250	450.000	402.347	343.800
Ingresos Totales	3.155.949	3.371.468	3.278.647	3.250.720

Fuente: Estimaciones CNMC, Ley de Presupuestos Generales del Estado de 2013 y Proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado de 2014. Impuesto sobre residuos nucleares publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo el 14 de septiembre de 2012, en rueda de prensa.

**Cuadro III.8. Estimación de la Recaudación total anual correspondiente al Estado de los tributos y cánones correspondiente a la Disposición adicional
segunda a) Ley 15/2012**

2013		Generación/ Consumo GN (GWh)	Ingresos medios generación	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado I.E. carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.E. hidrocarburos (Miles €)	Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico	Recaudación canon hidráulico (Miles €)
Sistema Peninsular	Nuclear	55.673	42,10	2.343.780	164.065				269.900		
	Hidráulica	29.506	48,04	1.417.527	99.227					0,22	311.856
	Bombeo	-	3,746	30,43	85.383	5.977				0,02	1.878
	Carbón importación	25.046	57,84	1.448.682	101.408	6,69	167.451	-			
	Carbón garantía de suministro	12.518	72,08	902.336	63.163	6,69	83.691				
	CCGT	25.586	80,62	2.062.714	144.390	4,68	-	50.291			
	Fuel gas	0	365,69	103	7	3,08	-	0			
	Cogeneración R.O.	4.280	42,63	182.447	12.771		-	-			
	Régimen Especial	106.754	40,54	4.195.110	293.658	2,02	-	28.875		0,02	6.054
	Zona de regulación	512	97,67	50.038	3.503	2,81	-	605			
	Prima RE S. peninsular	-		9.164.077	641.485		-	-			
PAGOS POR CAPACIDAD	-		457.699	32.039		-	-				
Sistema No Peninsular	Producción RO Exenta IE	8.033	200,94	1.614.092	112.986		-	-			
	Producción RO - Gas Natural	580	200,94	116.635	8.164	4,68	-	1.141			
	Producción RO - Carbón	2.936	200,94	589.948	41.296	6,69	19.629	-			
	Producción RO - Fuel	890	200,94	178.749	12.512	3,08	-	1.150			
	Producción RO - Gasoil	131	200,94	26.378	1.846	5,76	-	317			
	Producción RE Exenta IE	979	43,64	42.724	2.991		-	-			
	Producción RE - Gas natural	17	43,64	733	51	4,68	-	33			
Producción RE - Gasoil	11	43,64	489	34	5,76	-	27				
Prima RE	-	156,90	158.000	11.060		-	-				
Gas Natural	GN CCG	49.203			-		-	-			
	GN cogeneración	103.953				1,44	-	62.871			
	GN uso industrial	112.047				0,54	-	25.412			
	GN uso doméstico	65.000				2,34	-	63.882			
Total				1.752.635			270.770	234.605	269.900		319.789

2014	TECNOLOGÍA	Generación/ Consumo GN (GWh)	Ingresos medios generación (Miles €)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado I.E. carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.E. hidrocarburos (Miles €)	Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico	Recaudación canon hidráulico (Miles €)
Sistema Peninsular	Nuclear	55.673	46,80	2.605.334	182.373				269.900		
	Hidráulica	28.000	53,40	1.495.292	104.670					0,22	328.964
	Bombeo	-	3,746	33,83	94.911	6.644				0,02	2.088
	Carbón importación	25.508	64,30	1.640.053	114.804	6,69	170.540				
	Carbón garantía de suministro	20.054	72,87	1.461.335	102.293	6,69	134.075				
	CCGT	25.586	89,62	2.292.903	160.503	4,68		50.291			
	Fuel gas	0	406,49	115	8	3,08		0			
	Cogeneración R.O.	4.280	47,39	202.807	14.196			-			
	Régimen Especial	100.261	45,06	4.402.838	308.199	2,02		28.378		0,02	4.335
	Zona de regulación	512	108,57	55.622	3.894	2,81		605			
	Prima RE S. peninsular	-		7.162.385	501.367			-			
	PAGOS POR CAPACIDAD	-		457.699	32.039			-			
	Sistema No Peninsular	Producción RO Exenta IE	7.887	190,02	1.498.705	104.909			-		
Producción RO - Gas Natural		637	190,02	121.046	8.473	4,68		1.252			
Producción RO - Carbón		3.222	190,02	612.260	42.858	6,69	21.541				
Producción RO - Fuel		941	190,02	178.782	12.515	3,08		1.217			
Producción RO - Gasoil		143	190,02	27.196	1.904	5,76		346			
Producción RE Exenta IE		995	48,51	48.267	3.379			-			
Producción RE - Gas natural		17	48,51	815	57	4,68		33			
Producción RE - Gasoil		11	48,51	543	38	5,76		27			
Gas Natural	Prima RE	-		70.000	4.900			-			
	GN CCG	49.521						-			
	GN cogeneración	102.576				1,44		62.038			
	GN uso industrial	118.003				0,54		26.763			
	GN uso doméstico	65.000				2,34		63.882			
Total					1.710.024		326.156	234.832	269.900		335.387

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2013 Y 2014

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2013 Y 2014

1 PRECIO DEL MERCADO MAYORISTA

La metodología empleada para realizar la estimación del precio medio²⁶ del mercado diario para el año 2013 se basa tanto en precios históricos del mercado diario de OMIE (al objeto de incorporar los precios spot históricos a media que avanza el año) junto con las cotizaciones a plazo del mercado de futuros de OMIP.

En este sentido en la previsión que se realiza se incluyen los precios históricos del mercado diario de OMIE (hasta mediados de octubre) así como las cotizaciones de los contratos a plazo (carga base) en OMIP con liquidación en durante la segunda quincena de octubre y de los meses de noviembre y diciembre de 2013.

Por tanto para la previsión del precio medio de la energía para el año 2013 se emplean:

- Precios OMIE (precios medios en OMIE durante el periodo 1 de enero 16 de octubre 2013).
- Cotizaciones de los contratos a plazo (en carga base) semanales con liquidación en la segunda quincena de octubre de 2013 en OMIP.
- Cotizaciones de los contratos a plazo (en carga base) mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2013 en OMIP.

Estimación del precio medio en el mercado diario para el año 2013.

A partir de el precio medio en OMIE durante el periodo 1 de enero 16 de octubre 2013, las cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo (en carga base) diarios y semanales con liquidación en octubre de 2013 y de los contratos mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2013, se obtiene como estimación del precio medio del mercado diario para el año 2013 un valor de 43,64 €/MWh, con un rango de variación de 43,32 €/MWh y 44,40 €/MWh²⁷ (véase Cuadro IV.1). Con la cotización en OMIP de los contratos a plazo de los contratos a plazo con vencimiento en noviembre y diciembre de 14 de octubre de 2013, se obtiene también como estimación del precio medio del mercado diario para el año 2013 un valor de 43,64 €/MWh.

²⁶ Como precio medio, se emplea el precio medio aritmético, equivalente a un producto carga base.

²⁷ A partir de las cotizaciones máximas y mínimas de los contratos FTB M NOV-13 y FTB M DIC -13 en OMIP durante el periodo del 16 de septiembre al 14 de octubre de 2013.

Cuadro IV.1. Precio OMIE, cotización en OMIP de los contratos con liquidación en octubre, noviembre y diciembre de 2013 y valor obtenido para el año 2013.

Contratos	Horas	SP 14/10/2013 (€/MWh)	SP Medio OMIP (€/MWh) (16 sept. - 14 oct.)	SP Máximo OMIP (€/MWh) (16 sept. - 14 oct.)	SP Mínimo OMIP (€/MWh) (16 sept. - 14 oct.)
OMEL (1 enero - 16 octubre 2013)	6.935	42,34	-	-	-
Balance del mes Oct-13*	361	46,94	-	-	-
FTB M NOV-2013	744	50,15	50,00	55,00	47,80
FTB M DIC-2013	720	47,79	47,93	52,00	46,35
Año 2013	8.760	43,64	43,64	44,40	43,32

Fuentes: OMIE y OMIP

* Balance del mes calculado a partir de las cotizaciones a 14 de octubre de 2013 de los contratos a plazo diarios FTB D Th17Oct-13, FTB D Fr18Oct-13, FTB D Sat19Oct-13, FTB D Su20Oct-13 y FTB Wk43-13 y FTB Wk44-13.

Previsión del precio medio de la energía para el año 2014

La estimación del precio de la energía resultante en el mercado organizado por OMIE para el año 2014 se ha realizado a partir de la cotización de los contratos a plazo (en carga base) anual con liquidación en 2014 en OMIP.

La cotización media de contrato anual con liquidación en 2014 en OMIP durante el periodo 16 de septiembre a 14 de octubre de 2013, ha ascendido a 48,51 €/MWh²⁸ (registrándose en dicho periodo una cotización diaria mínima y máxima de 47,55 €/MWh y 50,32 €/MWh). En la última sesión de negociación en OMIP (a 14 de octubre de 2013), el precio de referencia del contrato anual con liquidación en 2014 ascendió a 48,22 €/MWh.

Por tanto, la estimación de precio en el mercado diario para el año 2014, utilizando las cotizaciones a plazo disponibles a fecha 14 de octubre se sitúa en 48,51 €/MWh (con un rango de fluctuación de 47,55 €/MWh y 50,32 €/MWh).

Cuadro IV. 2. Cotización en OMIP último día de negociación, media, mínima y máxima del contrato a plazo anual con vencimiento en 2014 (16 de septiembre – 14 octubre de 2013)

Contratos	SP 14/10/2013 (€/MWh)	SP Medio OMIP (€/MWh) (16 sept. - 14 oct.)	SP Máximo OMIP (€/MWh) (16 sept. - 14 oct.)	SP Mínimo OMIP (€/MWh) (16 sept. - 14 oct.)
FTB YR-14	48,22	48,51	50,32	47,55

Fuente: OMIP

²⁸ La previsión del precio del año 2014 elaborada por un experto independiente se sitúa en un valor de 47,20 €/MWh.

2 RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE

Previsión de cierre 2013

La mejor previsión de cierre de los costes de la actividad de transporte para 2013, sin considerar el incentivo de disponibilidad, se corresponde con los cálculos efectuados con motivo del *“Informe 17/2013 de la CNE sobre la 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”*, aprobado por el Consejo de la CNE, hoy CNMC, el pasado 31 de julio de 2013, y que se reproducen a continuación.

Empresa o grupo empresarial	Primer Periodo 2013 (miles de euros)	Segundo Periodo 2013 (miles de euros)	Total 2013 (miles de euros)
Red Eléctrica de España, S.A.	865.086	688.559	1.553.645
Instalaciones anteriores al 31/12/97	414.361	349.754	764.115
Instalaciones entre el 1/1/1998 y el 31/12/2007	200.940	177.041	377.981
Instalaciones posteriores al 1/1/2008	249.785	161.764	411.549
Unión Fenosa Distribución, S.A.	19.679	16.414	36.093
Instalaciones anteriores al 31/12/97	2.862	2.416	5.278
Instalaciones entre el 1/1/1998 y el 31/12/2007	13.308	11.726	25.034
Instalaciones posteriores al 1/1/2008	3.509	2.272	5.781
TOTAL	884.765	704.973	1.589.738

Adicionalmente, y dado que tal como establece el artículo 5.1 del Real Decreto-Ley 9/2013, la retribución a la actividad de transporte calculada de acuerdo ANEXO III del citado Real Decreto-Ley tendrá carácter de definitivo, sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes al incentivo de disponibilidad y a la retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento asociada a las instalaciones que se declaren como singulares, se ha procedido a calcular el incentivo de disponibilidad para el ejercicio 2013 de acuerdo con lo recogido en el artículo 5 de la ya citada propuesta de Orden por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013. En dicho artículo, el procedimiento de cálculo del incentivo por disponibilidad global que se utiliza para el periodo 2009-2011 se basa en la metodología recogida en el Real Decreto 2819/1998, si bien considerando lo establecido en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008, por la cual se limita este incentivo al $\pm 2\%$ de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión.

La información relativa a la disponibilidad de las instalaciones que conforman la red de transporte para el año 2011 ha sido aportada por REE, en su calidad de Operador del Sistema, con motivo de la información solicitada por esta Comisión para la elaboración del informe para el cálculo de las tarifas de acceso 2013, y que se muestra a continuación:

Disponibilidad (periodo ENERO-DICIEMBRE 2011)		
	II (%)	ID (%)
REE PEN.	2,28%	97,72%
UEF	1,62%	98,38%
REE CAN	1,05%	98,95%
REE BAL	1,79%	98,21%

Sobre la base de lo anterior, el incentivo de disponibilidad a percibir por las empresas transportistas en el año 2013 sería el que se plasma a continuación:

Empresa o grupo empresarial	Miles de €
Red Eléctrica de España, S.A.	13.483
Unión Fenosa Distribución, S.A.	569
TOTAL	14.052

No obstante, es preciso señalar que con fecha 12 de septiembre de 2013 el Consejo de la CNE, hoy CNMC, aprobó *“Informe 26/2013 de la CNE sobre la 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”*. En el Capítulo VII de la citada propuesta se desarrolla el incentivo a la disponibilidad, por lo que los importes anteriormente señalados deberían tomarse como provisionales hasta en tanto dicho Real Decreto entre en vigor, y siempre que el mismo sea finalmente de aplicación al incentivo de disponibilidad a percibir por las empresas transportista en el ejercicio 2013.

Adicionalmente, interesa señalar que con fecha 28 de octubre de 2013 ha tenido entrada en la CNMC oficio de la DGPEM de fecha 25 de octubre de 2013 por el que se remiten, para informe urgente en el plazo de 15 días, las alegaciones formuladas por las empresas titulares de instalaciones de transporte al *“Informe para la fijación del importe a reconocer a la actividad de transporte en los años 2008, 2009, 2010 y 2011, con su desglose por empresas”*, aprobado el 5 de diciembre de 2012. Si a resultados de dichas alegaciones se llegasen a modificar los importes a reconocer a las empresas transportistas para dichos años, el incentivo de disponibilidad a percibir en 2013 podría igualmente verse modificado, al estar ligado el mismo a la retribución de las instalaciones puestas en servicio hasta el año 2011.

Previsión 2014

El artículo 6 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, estableció que el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevaría al Gobierno para su aprobación una propuesta de Real Decreto que vinculara la retribución por inversión de las instalaciones de transporte a los activos en servicio no amortizados así como que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$.

Posteriormente, el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, estableció como criterio para la retribución de la actividad de transporte que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

Así mismo, 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, ha introducido un cambio en el cálculo retributivo al referenciar la tasa de retribución para todas las instalaciones al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años más 200 puntos básicos. Además, ha establecido una metodología transitoria de retribución hasta la aprobación del citado nuevo Real Decreto de retribución del transporte. Así, en el artículo 5 del citado Real Decreto-ley 9/2013 sobre “*Método de retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*” se establece que la retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2014 se calculará de acuerdo con la metodología recogida en el ANEXO IV del citado Real Decreto-Ley.

Al respecto, el citado ANEXO IV del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, sobre “*Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte a partir de 2014*”, se basa en la existencia de cuatro grupos diferenciados de instalaciones: 1) las instalaciones de transporte cuya puesta en servicio fue anterior al 1 de enero de 1998; 2) las instalaciones cuya puesta en servicio fue entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del 2007, ambos inclusive; 3) las instalaciones cuya puesta en servicio fue entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre del 2011, ambos inclusive; y 4) aquellas instalaciones de transporte cuya puesta en servicio ha sido posterior al 1 de enero de 2012, estableciendo la retribución de la actividad de transporte conforme a la siguiente formulación:

$$R_n^i = R_{npre-1998}^i + R_{n1998-2007}^i + R_{n2008-2011}^i + \sum_{\forall j \text{ post-2011}} R_{j,n}^i + ID_n^j$$

Donde

R_n^i ; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones en servicio en el año $n-2$.

$R_{npre-1998}^i$; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año $n-2$.

$R_{n1998-2007}^i$; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año.

$R_{n2008-2011}^i$; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año.

$\sum_{vj \text{ post-2011}} R_{j,n}^i$ Es la retribución reconocida a la empresa i en el año n , asociado a todas las instalaciones j puestas en servicio con posterioridad al año 2011 y que aún se encuentran en servicio en el año $n-2$.

ID_n^i Incentivo de disponibilidad de la empresa transportista i a percibir el año n asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte en el año $n-2$.

En el caso de los tres primeros grupos de instalaciones, establece el apartado 3 del citado ANEXO IV que para el cálculo de los términos

$R_{npre-1998}^i$, $R_{n1998-2007}^i$ y $R_{n2008-2011}^i$ se considerará como si cada uno de ellos fuera una única instalación, con un valor de inmovilizado bruto asociado a cada grupo y con una vida residual determinada. Dichos inmovilizados son los que se establecieron para determinar la retribución del transporte en el segundo periodo de 2013. Para el cálculo de la vida residual de cada grupo de instalaciones se considera la vida residual que se desprende de la "Información técnica y económica de la Actividad de Transporte" que el Consejo de la CNE, hoy CNMC, acordó remitir a la Secretaria de Estado de Energía con fecha 18 de abril de 2013. Dicha información estaba calculada a 2011 luego, para el cálculo de la fórmula que se establece en el apartado segundo del ANEXO IV, el término k , que representa el número de años transcurridos desde la puesta en servicio, tomará una unidad más (un año más de vida transcurrida). En la siguiente Tabla se recoge el valor de $(k-2)$ para cada uno de los grupos de instalaciones considerados.

	(K-2) años
Inst. anteriores a 1998	9
Inst. desde enero 1998 hasta 31 dic. 97	32
Inst. posteriores a 1 de enero de 2008	37

En relación a la Operación y Mantenimiento de los citados grupos de instalaciones, igualmente se tomará la retribución por O&M que se estableció en el segundo periodo de 2013, actualizada en base a la formulación establecida en el citado apartado 3 del ANEXO IV.

En relación con las instalaciones cuya puesta en servicio es posterior al 1 de enero de 2012 el apartado 2 del ANEXO IV establece, por un lado, para la retribución por inversión, que el valor de la inversión a considerar será la semisuma del valor real auditado y el valor obtenido por aplicación de los valores unitarios de inversión de las instalaciones de

transporte, y por otro, para la retribución por Operación y Mantenimiento, que la misma se calculará por aplicación de los costes unitarios de operación y mantenimiento.

Al respecto, es preciso señalar que a la fecha de emisión del presente Informe no se dispone aún de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento a considerar para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 en los territorios insulares y extrapeninsulares (no peninsulares). Ante esta carencia, se ha utilizado para el cálculo de la retribución al transporte en 2014, provisionalmente, los costes recogidos en los Anexos I, II y III de la ya citada “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”.

Por otro lado, se destaca que los valores macroeconómicos considerados en el cálculo de la retribución provisional para la actividad de transporte en 2014 han sido el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos del año n-2 (2012) y el IPRI, índice de precios industriales de bienes de equipo, del año n-2 (2012), los cuales se muestran en la siguiente Tabla.

Año 2012	
IPC	0,154%
IPRI	0,573%

Fuente: INE

Con dichos valores se obtiene un actualizador negativo por lo que, siguiendo el criterio adoptado en anteriores ocasiones, dicho actualizador se iguala a cero.

Respecto a la tasa financiera de retribución, que se corresponde con el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 200 puntos básicos, la utilizada ha sido de 6,503%.

Sobre la base de todo lo anterior, y de acuerdo con la información facilitada por las empresas transportistas, la retribución asociada a las instalaciones de transporte para los distintos grupos mencionados y para las distintas empresas, sería la que se muestra en la siguiente Tabla:

Retribución Transporte 2014		(miles de €)
TOTAL		1.655.472
Red Eléctrica de España, S.A.		1.618.106
	$R_{npre-1998}^i$	755.542
	$R_{n1998-2007}^i$	403.446
	$R_{n2008-2011}^i$	373.965
	R_{n2012}^i	85.153
Gas Natural Fenosa, S.A.		37.366
	$R_{npre-1998}^i$	5.218
	$R_{n1998-2007}^i$	26.721
	$R_{n2008-2011}^i$	5.253
	R_{n2012}^i	174

Adicionalmente, y dado que tal y como establece el artículo 5.2 del Real Decreto-Ley 9/2013, la retribución a la actividad de transporte calculada de acuerdo ANEXO IV del mismo tendrá carácter de definitivo, sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen relativas al incentivo de disponibilidad de la red de transporte, se ha procedido a calcular el incentivo de disponibilidad para el ejercicio 2014, siguiendo lo establecido en el artículo 5 de la ya citada propuesta de Orden por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013. En dicho artículo, el procedimiento de cálculo del incentivo por disponibilidad global que se utiliza para el periodo 2009-2011 se basa en la metodología recogida en el Real decreto 2819/1998, si bien considerando lo establecido en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008, por la cual se limita este incentivo al $\pm 2\%$ de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión.

La información relativa a la disponibilidad de las instalaciones que conforman la red de transporte para el año 2012 es la aportada por REE, en su calidad de Operador del Sistema, con motivo de la información solicitada por esta Comisión para la elaboración del informe para el cálculo de las tarifas de acceso 2014, y que se muestra en la siguiente Tabla:

Disponibilidad (periodo ENERO-DICIEMBRE 2012)		
	II (%)	ID (%)
REE PEN.	2,22%	97,78%
UEF	1,34%	98,66%
REE CAN	1,09%	98,91%
REE BAL	1,93%	98,07%

Sobre la base de lo anterior, el incentivo de disponibilidad a percibir por las empresas transportistas en el año 2014 sería el que se plasma en la siguiente Tabla:

Empresa o grupo empresarial	Miles de €
Red Eléctrica de España	14.994
Unión Fenosa Distribución, S.A.	684
TOTAL	15.678

No obstante, tal y como se ha indicado respecto al cierre de la retribución de 2013, es preciso señalar que con fecha 12 de septiembre de 2013 el Consejo de la CNE, hoy CNMC, aprobó *“Informe 26/2013 de la CNE sobre la 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”*. En el Capítulo VII de la citada propuesta se desarrolla el incentivo a la disponibilidad, por lo que los importes anteriormente señalados deberían tomarse como provisionales hasta en tanto dicho Real Decreto entre en vigor, y siempre que el mismo sea finalmente de aplicación al incentivo de disponibilidad a percibir por las empresas transportista en el ejercicio 2014.

Adicionalmente, interesa señalar que con fecha 28 de octubre de 2013 ha tenido entrada en la CNMC oficio de la DGPEM de fecha 25 de octubre de 2013 por el que se remiten, para informe urgente en el plazo de 15 días, las alegaciones formuladas por las empresas titulares de instalaciones de transporte al *“Informe para la fijación del importe a reconocer a la actividad de transporte en los años 2008, 2009, 2010 y 2011, con su desglose por empresas”*, aprobado el 5 de diciembre de 2012. Si a resultas de dichas alegaciones se modificasen los importes a reconocer a las empresas transportistas para dichos años, el incentivo de disponibilidad a percibir en 2014 podría igualmente verse modificado, al estar ligado a la retribución de las instalaciones puestas en servicio hasta el año 2012.

3 PREVISIÓN DE LOS COSTES DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN COMERCIAL

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

Previsión de cierre 2013

La mejor previsión de cierre de los costes de la actividad de distribución para 2013 se corresponde con los cálculos efectuados con motivo del *“Informe 17/2013 de la CNE sobre la 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”, aprobado por el Consejo de la CNE, hoy CNMC, el pasado 31 de julio de 2013, y que se reproducen a continuación.

Empresa o grupo empresarial	Primer Periodo 2013 (miles de euros)	Segundo Periodo 2013 (miles de euros)	Total 2013 (miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	894.692	677.217	1.571.909
Unión Fenosa Distribución, S.A. (*)	417.009	312.934	729.943
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	85.547	66.126	151.673
E.ON Distribución, S.L. (**)	83.231	64.243	147.474
Endesa	1.126.015	852.118	1.978.133
TOTAL	2.606.494	1.972.638	4.579.132

(*) Incluye la retribución correspondiente a la empresa Electra de Abusejo, S.L.

(**) Incluye la retribución correspondiente a las empresas de Electra El Vendul, S.L. y Electra La Molina, S.L.

Adicionalmente, el artículo 4.1 del Real Decreto-Ley 9/2013, establece que la retribución a la actividad de distribución calculada de acuerdo ANEXO I del citado Real Decreto-Ley tendrá carácter de definitivo, sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes a los incentivos de calidad y reducción de pérdidas. Dicho ANEXO I establece en su apartado 1 que la retribución del segundo periodo de 2013 incorporará las cantidades que correspondan a los incentivos de mejora de la calidad y de reducción de pérdidas de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_{2p-2013}^i = RI_{2p-2013}^i + ROM \& OCD_{2p-2013}^i + Q_{2013}^i + P_{2013}^i \quad \text{donde:}$$

$R_{2p-2013}^i$; es la retribución reconocida por el ejercicio de la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el segundo periodo del año 2013, asociada a los activos en servicio en el año 2011.

$RI_{2p-2013}^i$; es la retribución por inversión reconocida a la empresa distribuidora i en el segundo periodo del año 2013, asociada a los activos en servicio en el año 2011.

$ROM \& OCD_{2p-2013}^i$; es la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i en el segundo periodo de 2013 asociada a los activos en servicio en el año 2011.

Q_{2013}^i ; es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año 2013 asociado a los valores obtenidos durante el año 2011.

P_{2013}^i ; es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora *i* con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año 2013 asociado a los valores obtenidos durante el año 2011.

Al respecto es preciso señalar que con fecha 31 de octubre de 2013 se ha recibido por parte del Operador del Sistema, a través del registro de la CNMC, los ficheros para el cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas tras la aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007 correspondientes a los sistemas peninsulares y no peninsulares del año 2011. Una vez que se analice y valide dicha información, se procederá al cálculo del citado incentivo de reducción de pérdidas P_{2013} a percibir en el ejercicio 2013, en base a datos de 2011.

De la misma manera, en relación al incentivo de calidad de servicio es preciso señalar que con fecha 23 de mayo de 2013 fue aprobado por el Consejo de la CNE, hoy CNMC, el “Informe sobre el incentivo (bonificación o penalización) a la mejora de la calidad de servicio a percibir por las empresas distribuidoras en el año 2013”. Dicho incentivo arroja los importes que se muestran en la siguiente Tabla:

Empresa o grupo empresarial	Q_{2013} (Miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	42.101
Unión Fenosa Distribución, S.A.	13.498
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	2.556
E.ON Distribución, S.L.	1.695
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	17.154
Total	77.004

Ejercicio 2014

El artículo 6 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, estableció que el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevaría al Gobierno para su aprobación una propuesta de Real Decreto que vinculara la retribución por inversión de las instalaciones de distribución a los activos en servicio no amortizados así como que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año *n* se iniciará desde el 1 de enero del año *n*+2.

Así mismo, 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, ha introducido un cambio en el cálculo retributivo al referenciar la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años más 200 puntos básicos. Además, ha establecido una metodología transitoria de retribución hasta la aprobación del citado nuevo Real Decreto de retribución de la distribución, informado por esta Comisión con fecha 12 de septiembre de 2013.

Por su parte, en el artículo 4 del citado Real Decreto-ley 9/2013 sobre “Método de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica”, se establece que la retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2014 se calculará de acuerdo con la metodología recogida en el ANEXO II del citado Real Decreto-ley.

Al respecto, el ANEXO II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, sobre “Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución a partir de 2014”, establece que la retribución anual de la actividad de distribución reconocida al distribuidor i a partir del año 2014 se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$R_n^i = RI_n^i + ROM \& OCD_n^i + Q_n^i + P_n^i$$

donde:

R_n^i ; es la retribución reconocida por el ejercicio de la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el segundo periodo del año 2013, asociada a los activos en servicio en el año 2011.

RI_n^i ; es la retribución por inversión reconocida a la empresa distribuidora i en el año n , asociada a los activos en servicio en el año $n-2$.

$ROM \& OCD_n^i$; es la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i en el año n , asociada a los activos en servicio en el año $n-2$.

Q_n^i ; es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año 2013 asociado a los valores obtenidos durante el año $n-2$.

P_n^i ; es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año n asociado a los valores obtenidos durante el año $n-2$.

Igualmente, se establece que el inmovilizado bruto con derecho a retribución será la suma del inmovilizado bruto que se fijó para 2013 para el conjunto de instalaciones cuya puesta en servicio fue anterior al 2012, más las nuevas inversiones de 2012 afectados de un coeficiente que determina el grado de cesión o financiación de terceros de las mismas, restándole el conjunto de inmovilizado que ha llegado al final de su vida útil, es decir, lo activos totalmente amortizados.

La información de las nuevas inversiones, en este caso instalaciones de distribución cuya puesta en servicio se ha producido en 2012, es la obrante en las Auditorías de dichas instalaciones. De dichas auditorías se puede obtener el porcentaje de cesión o financiación por terceros que han tenido las mismas.

En relación a los costes de operación y mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i , los mismos se corresponden con la retribución de dichos conceptos en el año 2013, debidamente actualizada, más la retribución por O&M y otros costes de retribución asignadas a las nuevas inversiones, este último término afectado por una coeficiente que refleje para cada una de las empresas distribuidoras el porcentaje que representa dicha retribución sobre el total del volumen de inversión de

dicho año n-2, que en este caso es el 2012. Asimismo, es preciso señalar que para el cálculo de dicho coeficiente no se tendrán en cuenta las inversiones realizadas que se destinan a renovación.

Para las nuevas inversiones a añadir al inmovilizado bruto considerado para 2013, se ha utilizado la información remitida por las empresas distribuidoras con motivo de la elaboración del informe de tarifa de 2014 cotejado con las Auditorías de Información sobre las inversiones realizadas en las instalaciones de distribución y transporte puestas en explotación durante el ejercicio 2012. De dichas Auditorías se ha obtenido el coeficiente δ que refleja el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio en 2012 que han sido financiadas y cedidas por terceros.

A su vez el coeficiente γ , coeficiente de eficiencia de la inversión para la empresa distribuidora i asociado a eficiencia inversora de la empresa distribuidora, se calculará para cada empresa a partir de la información remitida a esta Comisión con motivo de la "Circular 2/2013, de 31 de julio de 2013, de la CNE, de petición de información del ejercicio 2012 a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la CNE para el cálculo del incremento de actividad de distribución y supervisión de la misma" y con la información contenida en la Auditoría. A la fecha de edición de este informe no se ha podido calcular dicho coeficiente, al no haberse podido procesar de manera conveniente la información remitida con motivo de la citada Circular, por lo que se le ha dado un valor de 1.

En relación al término $IB_Tot_Amort_{n-3}^i$, esto es, el inmovilizado bruto retribuable correspondiente a las instalaciones totalmente amortizadas a descontar para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a considerar para 2014, al no conocerse la senda real de inversiones que han llevado a cabo las empresas distribuidoras para el desarrollo de la actividad a lo largo de los últimos 40 años (vida útil regulatoria a estos efectos), se ha considerado que la inversión ha ido creciendo con el tiempo de manera lineal, esto es, si la inversión del primer año fue I , la del segundo año sería $I+\Delta$, la del tercer año sería $I+2\Delta$, y así sucesivamente. La suma de esta serie aritmética se correspondería con el inmovilizado bruto retribuable del año 2013, que es un valor conocido.

Por otra parte, el inmovilizado neto retribuable del año 2013, que también es un valor conocido, se correspondería con la suma del inmovilizado neto retribuable del primer año $I \cdot 1/40$, más el del segundo año $(I+\Delta) \cdot 2/40$, y así sucesivamente. Por tanto, se tienen las dos siguientes ecuaciones con dos incógnitas: la inversión del primer año I y el incremento de inversión anual Δ .

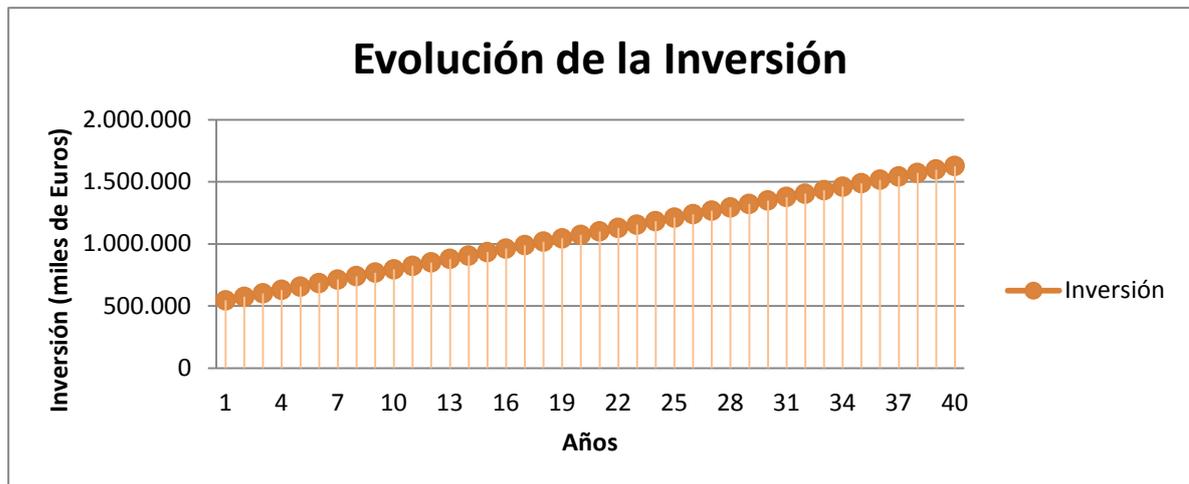
$$IBR = I + (I + \Delta) + (I + 2 \cdot \Delta) + \dots + (I + 39 \cdot \Delta) = n \cdot I + \sum_{1}^{40} (n - 1) \cdot \Delta$$

$$INR = \frac{I}{40} + \frac{2}{40} \cdot (I + \Delta) + \frac{3}{40} (I + 2 \cdot \Delta) + \dots + \frac{39}{40} \cdot (I + 38 \cdot \Delta) = \sum_{n=1}^{40} \frac{n}{40} \cdot (I + \Delta \cdot (n - 1))$$

Despejando se obtiene que:

$I = 546.308$ miles de € (que se corresponde con el término $IB_Tot_Amortin-3$)

$\Delta = 27.705$ miles de €



En relación al inmovilizado neto para 2014, se parte del inmovilizado neto del ejercicio 2013 y se le resta la dotación de la amortización regulatoria, es decir, se calcula el neto considerando que la vida residual es un año menor que en 2013. Con respecto a las nuevas inversiones, como se ha señalado para el cálculo del inmovilizado bruto retribuable, se ha utilizado la información remitida por las empresas distribuidoras con motivo de la elaboración del informe de tarifa de 2014, debidamente cotejada con la información obrante en esta Comisión.

Teniendo en cuenta lo anterior, la retribución por inversión se calculará para la amortización partiendo del inmovilizado bruto retribuable anteriormente indicado, y para la retribución financiera, multiplicando el nuevo inmovilizado neto calculado por la tasa de retribución correspondiente, que en este caso es del 6,503%.

Con respecto a la retribución por operación y mantenimiento, es preciso señalar que parte de las inversiones realizadas se destinan a renovación, información ésta que se ha obtenido a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras con motivo de la elaboración del informe de tarifa 2014. Asimismo, es preciso señalar que el actualizador utilizado ha sido cero, dado que tomando los valores de IPC e IPRI del año $n-2$, es decir del año 2012, se obtiene un actualizador negativo.

En la siguiente Tabla se muestra la retribución que deberá percibir en 2014 cada una de estas empresas distribuidoras:

	ENDESA	IBERDROLA	FENOSA	EON	HC	TOTAL
	1.983.892	1.568.799	722.606	154.108	154.502	4.583.907
Retribución por inversión	1.241.617	968.093	486.100	83.083	85.909	2.864.802
Amortización	496.864	381.735	194.389	33.897	35.840	1.142.725
IBR2014	19.164.890	14.887.496	7.663.901	1.322.928	1.398.581	44.437.796
IBR2013	18.703.834	14.523.918	7.548.213	1.308.206	1.378.364	43.462.534
VR	22,19	22,82	22,29	20,34	19,29	
VU	38,57	39,00	39,43	39,03	39,02	
y eficiencia	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Nuevas Inv. retribuíbles	691.707	517.810	218.048	40.838	53.165	1.521.569
Activos Amortizados	230.651	154.231	102.361	26.116	32.948	546.308
Retribución financiera	744.753	586.358	291.711	49.186	50.069	1.722.077
INR2013-AMORTIZACIÓN	10.760.161	8.498.454	4.267.517	681.795	681.359	24.889.287
INR2013	11.204.838	8.870.762	4.458.481	715.480	716.735	25.966.296
bonos +200 puntos	6,503%	6,503%	6,503%	6,503%	6,503%	
Retribución ROM&OCD	742.275	600.706	236.506	71.025	68.593	1.719.105
λ	2,59%	2,42%	2,58%	2,96%	2,90%	
Inv. sin renovación	971.070	651.447	243.061	61.924	76.298	2.003.800
ROM2013	717.150	584.926	230.238	69.192	66.378	1.667.884
1+ActualizadorOM&OCD	1	1	1	1	1	

Empresa o grupo empresarial	Retribución 2014 (Miles de €)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.568.799
Unión Fenosa Distribución, S.A. (*)	723.582
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	154.502
E.ON Distribución, S.L. (**)	154.108
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	1.983.892
TOTAL	4.584.883

(*) Incluye la retribución correspondiente a Electra de Abusejo, S.L.

(**) Incluye la retribución correspondiente a las empresas de Electra El Vendul, S.L. y Electra La Molina, S.L.

Adicionalmente, y dado que tal y como establece el artículo 4.2 del Real Decreto-Ley 9/2013, la retribución a la actividad de distribución calculada de acuerdo ANEXO II del

mismo tendrá carácter de definitivo, sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes a los incentivos de calidad y reducción de pérdidas.

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

El artículo 106.3 del Real Decreto 1955/2000, modificado por el Anexo VIII del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, establece los límites de los valores del TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI, durante cada año natural, teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas.

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

Sobre la base de todo lo anterior, y en aplicación de lo establecido en la disposición final cuarta de la Orden ITC/3801/2008, el incentivo (bonificación/penalización) que corresponde percibir a cada empresa distribuidora en 2014 asociado al grado de cumplimiento durante el año 2012 de los objetivos establecidos para los índices de calidad de servicio son los reflejados en el siguiente cuadro:

Empresa o grupo empresarial	Q₂₀₁₄ (Miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	45.271
Unión Fenosa Distribución, S.A.	13.594
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	2.297
E.ON Distribución, S.L.	1.769
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	29.626
Total	92.557

Finalmente, en relación con el incentivo de reducción de pérdidas a percibir por las empresas distribuidoras en el ejercicio 2014, es preciso señalar que a la fecha de emisión del presente informe, no se ha recibido por parte del Operador del Sistema la información necesaria para el cálculo del incentivo (bonificación o penalización) para la reducción de

pérdidas, dado que se está pendiente de la posible aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, a las medidas definitivas de dicho ejercicio 2012. Una vez que se disponga de dicha información, se procederá al cálculo del citado incentivo de reducción de pérdidas P_{2014} a percibir en el ejercicio 2014, en base a datos de 2012.

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

Para el cálculo de la retribución de los ejercicios 2013 y 2014 de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes se aplica, al igual que para las grandes empresas distribuidoras, lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, en particular, lo establecido en los ANEXOS I y II del mismo.

De acuerdo con los cálculos realizados, la retribución definitiva del ejercicio 2013 para este colectivo de empresas distribuidoras alcanza los 324.539.494 €, correspondiendo 185.126.247 € al primer periodo de 2013 y 139.413.247 € al segundo periodo de 2013.

Por su parte, la retribución para el ejercicio 2014 de este colectivo de empresas alcanza los 320.867.790 €.

En el Anexo VI del presente documento se plasman las retribuciones que corresponderían a todas y cada una de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes en los ejercicios 2013 y 2014.

No obstante lo anterior, tomando en consideración los informes recientemente emitidos por la CNMC relativos a la revisión de la retribución de algunas de estas empresas distribuidoras, de aceptarse los mismos por parte del MINETUR, la retribución definitiva del ejercicio 2013 para este colectivo de empresas distribuidoras alcanzaría los 331.735.778 €, correspondiendo 189.237.604 € al primer periodo de 2013 y 142.498.174 € al segundo periodo de 2013. Por su parte, en tal supuesto, la retribución para el ejercicio 2014 de este colectivo de empresas alcanzaría los 328.157.705 €.

En el Anexo VII del presente documento se recogen las retribuciones que corresponderían a todas y cada una de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes en los ejercicios 2013 y 2014, de aceptarse por el MINETUR los resultados contenidos en los informes recientemente emitidos por la CNMC relativos a la revisión de la retribución de algunas de estas empresas distribuidoras.

4 PREVISIÓN PARA EL EJERCICIO DEL COSTE Y DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, DE COGENERACIÓN Y RESIDUOS

A continuación, se muestra la previsión de energía y potencia de las instalaciones renovables, cogeneración y residuos que hasta la fecha se encuentran recibiendo retribución regulada, según el extinto Real Decreto 661/2007, conforme con el esquema retributivo vigente, al estar pendiente de desarrollo normativo el sistema de retribución previsto en el RD-Ley 9/2013. Adicionalmente, se proporciona la información desagregada por tecnología y subsistema (peninsular y no peninsular), conforme a la solicitud de la DGPEyM.

En la estimación de las primas del régimen especial para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 se han considerado las siguientes hipótesis:

- Se ha tenido en cuenta la eliminación de los complementos especificada en el Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio.
- Para la nueva potencia instalada en tecnología eólica y solar termoeléctrica se ha corregido a la baja lo comprometido en las diversas fases correspondientes al registro de preasignación, en previsión de que no llegue a instalarse en su totalidad.
- Estimación de precio de mercado diario (media aritmética): 43,64 €/MWh para 2013.
- Estimación de precio de mercado diario (media aritmética): 48,51 €/MWh para 2014, cifra obtenida a partir de de la cotización de los contratos a plazo (en carga base) anual con liquidación en 2014 en OMIP.
- Se indica que, en términos anuales, por cada €/MWh de variación en el precio del mercado se produce un desvío de 107 M€ en la prima equivalente del régimen especial, suponiendo que se mantiene constante la estructura por tecnologías prevista.

Asimismo, se han mantenido las hipótesis consideradas en las últimas previsiones de prima equivalente:

- Se ha tenido en cuenta la correspondiente corrección para el precio de mercado, dependiendo del tipo de tecnología, estimando un ajuste al alza para tecnologías como la solar y a la baja para otras tecnologías como la eólica.
- Se ha considerado la limitación de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas establecida en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre.
- Para el año 2013 se ha introducido la corrección motivada por la extraordinaria eolicidad e hidráulica de los primeros meses del año 2013.

Cabe señalar que se estima la retribución regulada correspondiente al ejercicio 2013 en 9.322 M€, cifra ligeramente inferior a la estimada por la CNE (hoy CNMC) con objeto de la elaboración del informe sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, remitido a esta Comisión el 16 de julio de 2013. En dicho informe se efectuó una previsión de 9.596 millones de euros.

El motivo de esta disminución es la reducción de la prima unitaria de la tecnología fotovoltaica, motivado por un ajuste de las horas previstas finales para las distintas categorías de instalaciones fotovoltaicas, así como una ligera reducción de la previsión del ritmo de implantación y de la energía generada por las instalaciones solares de tecnología termoeléctrica.

En Cuadro IV. 3 y el Cuadro IV. 4 se muestra para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 la previsión de potencia, energía y prima del régimen especial, desagregada por tecnología, para el total nacional, los sistemas insulares y extrapeninsulares y el sistema peninsular.

Cuadro IV. 3. Previsión para el cierre de 2013 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2013 (MW)	Energía liquidada (GWh)	Horas de utilización	Prima equivalente unitaria (cent€/kWh)	Prima equivalente (M€)
TOTAL COGENERACIÓN	6.033	26.757	4.435	7,38	1.976
TOTAL SOLAR FV	4.641	7.096	1.529	37,72	2.677
TOTAL SOLAR TE	2.300	4.529	1.969	25,09	1.136
TOTAL EÓLICA	22.900	54.943	2.399	4,25	2.337
HIDRÁULICA	2.034	6.966	3.424	4,29	299
BIOMASA	847	4.777	5.640	7,56	361
RESIDUOS	594	2.532	4.264	2,95	75
TRAT.RESIDUOS	633	4.440	7.010	10,40	462
Total	39.983	112.040	2.802	8,32	9.322

SISTEMAS NO PENINSULARES					
TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2013 (MW)	Energía liquidada (GWh)	Horas de utilización	Prima equivalente unitaria (cent€/kWh)	Prima equivalente (M€)
TOTAL COGENERACIÓN	44	28	639	7,38	2
TOTAL SOLAR FV	240	350	1.458	37,72	132
TOTAL SOLAR TE	-	-	-	25,09	-
TOTAL EÓLICA	149	393	2.645	4,25	17
HIDRÁULICA	0	2	5.204	4,29	0
BIOMASA	1	8	5.980	7,56	1
RESIDUOS	77	225	2.926	2,95	7
TRAT.RESIDUOS	-	-	-	10,40	-
Total	512	1.007	1.968	8,32	158

SISTEMA PENINSULAR					
TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2013 (MW)	Energía liquidada (GWh)	Horas de utilización	Prima equivalente unitaria (cent€/kWh)	Prima equivalente (M€)
TOTAL COGENERACIÓN	5.989	26.729	4.463	7,38	1.974
TOTAL SOLAR FV	4.401	6.746	1.533	37,72	2.545
TOTAL SOLAR TE	2.300	4.529	1.969	25,09	1.136
TOTAL EÓLICA	22.751	54.550	2.398	4,25	2.320
HIDRÁULICA	2.034	6.963	3.424	4,29	299
BIOMASA	846	4.770	5.639	7,56	361
RESIDUOS	517	2.307	4.463	2,95	68
TRAT.RESIDUOS	633	4.440	7.010	10,40	462
Total	39.471	111.033	2.813	8,32	9.164

Fuente: CNMC

Cuadro IV. 4. Previsión para el cierre de 2014 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía liquidada (GWh)	Horas de utilización	Prima equivalente unitaria (cent€/kWh)	Prima equivalente (M€)
TOTAL COGENERACIÓN	6.033	26.485	4.390	6,43	1.702
TOTAL SOLAR FV	4.641	7.532	1.623	37,46	2.822
TOTAL SOLAR TE	2.300	5.886	2.559	24,48	1.441
TOTAL EÓLICA	22.900	49.705	2.171	3,67	1.823
HIDRÁULICA	2.034	4.487	2.206	3,66	164
BIOMASA	847	4.281	5.054	6,60	283
RESIDUOS	594	2.919	4.914	2,79	81
TRAT.RESIDUOS	633	4.271	6.744	9,75	416
Total	39.983	105.564	2.640	8,27	8.732

SISTEMAS NO PENINSULARES					
TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía liquidada (GWh)	Horas de utilización	Prima equivalente unitaria (cent€/kWh)	Prima equivalente (M€)
TOTAL COGENERACIÓN	44	28	633	6,43	2
TOTAL SOLAR FV	240	372	1.547	37,46	139
TOTAL SOLAR TE	-	-	-	24,48	-
TOTAL EÓLICA	149	356	2.393	3,67	13
HIDRÁULICA	0	2	3.352	3,66	0
BIOMASA	1	7	5.359	6,60	0
RESIDUOS	77	260	3.372	2,79	7
TRAT.RESIDUOS	-	-	-	9,75	-
Total	512	1.023	2.000	8,27	162

SISTEMA PENINSULAR					
TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía liquidada (GWh)	Horas de utilización	Prima equivalente unitaria (cent€/kWh)	Prima equivalente (M€)
TOTAL COGENERACIÓN	5.989	26.457	4.418	6,43	1.700
TOTAL SOLAR FV	4.401	7.160	1.627	37,46	2.682
TOTAL SOLAR TE	2.300	5.886	2.559	24,48	1.441
TOTAL EÓLICA	22.751	49.349	2.169	3,67	1.810
HIDRÁULICA	2.034	4.485	2.205	3,66	164
BIOMASA	846	4.274	5.053	6,60	282
RESIDUOS	517	2.659	5.143	2,79	74
TRAT.RESIDUOS	633	4.271	6.744	9,75	416
Total	39.471	104.541	2.649	8,27	8.571

Fuente: CNMC

Adicionalmente, se plantean dos escenarios alternativos:

El primer escenario es el resultado de minorar el coste de las primas del régimen especial previsto para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 en 750 M€ y 1.500 M€ respectivamente, tal como se deduce de la previsión de disminución de costes del Ministerio de Industria Energía y Turismo en su propuesta de Orden de tarifas según el nuevo sistema retributivo a estas instalaciones.

El segundo escenario resulta de aplicar el nuevo sistema retributivo especificado en la 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, basada entre otras, en las siguientes hipótesis y consideraciones:

- La vida útil de las instalaciones permanece igual a la establecida en el extinguido Real Decreto 661/2007.
- Para definir los valores de la inversión y los valores de explotación por unidad de potencia de las instalaciones en cada uno de los años y para cada una de las tecnologías, se ha tenido en cuenta la información disponible en esta Comisión, que ha sido utilizada para la elaboración de informes a propuestas normativas en los últimos años.
- Se ha tomado como TRF: (Tasa de retribución financiera expresada en tanto por uno) el valor de 0,075.
- Para la consideración de los ingresos percibidos por las instalaciones se ha partido de los datos existentes en esta Comisión sobre las liquidaciones de prima de régimen especial.
- Los datos de la potencia de instalaciones existentes, fecha de puesta en servicio y horas de funcionamiento se han tomado de las tablas estadísticas existentes en la CNMC y que se publican mensualmente. Para las horas equivalentes de funcionamiento futuro por tecnología se ha considerado el promedio de los últimos 4 años.

Según este escenario las primas del régimen especial previstas para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 ascenderían a 8.271 M€ y 5.686 M€, respectivamente.

Finalmente, cabe destacar que los parámetros económicos y técnicos para aplicar esta metodología no han sido publicados, ni figuraban en el borrador de Real Decreto. Por ello, los resultados de este escenario podrían variar sustancialmente en función de los parámetros que finalmente se establezcan.

5 SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD

El pasado 1 noviembre de 2013 se ha publicado la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, que regula un nuevo mecanismo de asignación del servicio de interrumpibilidad a través de un procedimiento de subastas. De

acuerdo con la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, el coste del servicio de interrumpibilidad se reduciría en 200 M€ respecto del que resultaría de aplicar la normativa vigente como consecuencia de la introducción del nuevo mecanismo.

Teniendo en cuenta lo anterior, el coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad previsto para el cierre de 2013 y 2014 se estima en 691,2 M€ y 594,9 M€, respectivamente, para ambos escenarios de previsión. En particular, el coste del servicio se ha estimado facturando individualmente a cada uno de los clientes que, según la información proporcionada por el Operador del Sistema, se prevé prestarán el servicio durante los ejercicios 2013 y 2014, aplicando la Orden IET/2370/2007, en la redacción dada por la Orden IET/2804/2012 y supuesto un precio de mercado de 48,34²⁹ €/MWh en 2013 y 48,51 €/MWh en 2014 (véase Cuadro IV. 5). Finalmente, se considera que la Orden IET/2013/2013 afectará únicamente al ejercicio 2014, ya que la temporada eléctrica comienza el 1 de noviembre, estimándose el coste del ejercicio 2014 como el coste que resulta de aplicar la Orden ITC/2370/2007 (794,9 M€), minorado en 200 M€.

Cuadro IV. 5. Previsión de cierre de 2013 y 204 del número de clientes, consumo y coste del servicio de interrumpibilidad, según la Orden IET/2370/2007

Nivel de Tensión	Previsión de cierre 2013			Previsión 2014		
	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Descuento por interrumpibilidad (miles €)	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Descuento por interrumpibilidad (miles €)
Art. 6.1 Orden ITC/2370/2007	132	19.365	326.635	143	20.071	343.408
Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	29	1.626	27.394	33	2.140	34.388
Alta tensión 2 (≥ 36 kV y $< 72,5$ kV)	35	3.467	51.847	41	4.631	69.703
Alta tensión 3 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV)	39	4.858	82.208	41	4.855	85.611
Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	29	9.414	165.187	28	8.445	153.705
Art. 6.2 Orden ITC/2370/2008	6	10.353	364.630	9	13.516	451.450
Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	-	-	-	-	-	-
Alta tensión 2 (≥ 36 kV y $< 72,5$ kV)	-	-	-	-	-	-
Alta tensión 3 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV)	-	-	-	1	896	32.268
Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	6	10.353	364.630	8	12.621	419.182
Total	138	29.718	691.265	152	33.587	794.857

Fuente: CNMC y OS

²⁹ El precio del mercado para el ejercicio 2013 tiene en cuenta las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción para el primer, segundo y tercer trimestre de 2013. El cuarto trimestre de 2013 se ha estimado teniendo en cuenta el precio del mercado entre el 1 y el 16 de octubre de 2013, las cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo (en carga base) diarios y semanales con liquidación en octubre de 2013 y de los contratos mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2013.

6 MORATORIA NUCLEAR

El coste estimado de la Moratoria Nuclear para el cierre del ejercicio 2013 (75.531 miles €) resulta de aplicar las cuotas establecidas en la Orden IET/221/2013 y la Orden IET/1491/2013 a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2013, cifra inferior en 72 miles € a la prevista por el Ministerio, según la información que acompañó a la propuesta de Orden.

El coste estimado de la moratoria nuclear para el ejercicio 2014 asciende a 66.724 miles €. Dicho importe se ha estimado de forma que el Fondo pueda hacer frente a todos sus compromisos de pago, sin necesidad de ejecutar el aval del Estado, considerando las siguientes hipótesis de carácter conservador:

- Saldo en la cuenta de tesorería, reportado por TdA, a 17/10/2013
- Importes recaudados por el Fondo de Titulización de Activos de la Moratoria Nuclear hasta octubre de 2013, inclusive.
- Se estima que el Fondo recaudará un importe mensual medio de noviembre 2013 a febrero 2014, que se corresponde con el valor mensual mínimo recaudado de marzo a octubre de 2013 (periodo en el cual ha estado vigente la cuota establecida en la Orden IET/221/2013).
- Los flujos recibidos por el Fondo deben ser suficientes para tener a fecha 26/01/2015, un saldo en la cuenta de tesorería de 5 millones €, que cubra posibles desviaciones frente a las previsiones de ingresos.

7 CUOTAS

El importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2013 y del ejercicio 2014 (véase Cuadro IV. 6).

Cuadro IV. 6. Previsión de cierre de 2013 y 2014 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear, según los escenarios de previsión 1 y 2

	2013	2014
Previsión de ingresos (1)	14.075.600	14.557.521

(1) Se excluyen los ingresos procedentes de las conexiones internacionales

Concepto de coste	Tasa (%)	Importe cuotas (M€)	Importe cuotas (M€)
Tasa CNMC	0,150	21.113	21.836
2ª parte de combustible nuclear	0,001	141	146

Fuente: CNMC

8 PREVISIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

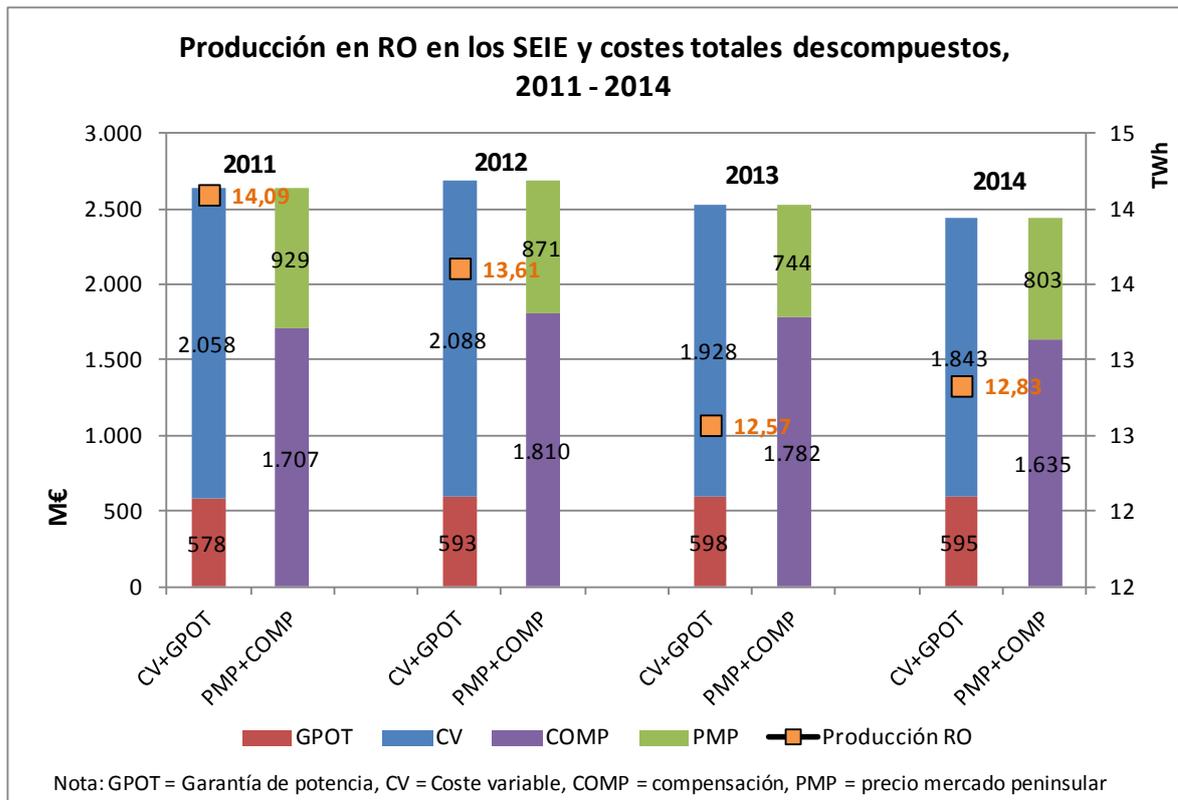
En este epígrafe se analiza la previsión de costes de generación convencional para cada uno de los sistemas no peninsulares (SEIE) conforme a los costes estándares recogidos en las ordenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, de 30 de marzo, así como en lo dispuesto en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y en el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio.

8.1 Evolución y previsión de los costes estándares de la generación en Régimen Ordinario en los SEIE, 2011- 2014

Conforme a la información del Operador del Sistema, la producción en régimen ordinario (RO) en los SEIE alcanzó 14 TWh en 2011 y 13,6 TWh en 2012; mientras las previsiones indican una reducción de la misma en 2013, llegando a 12,6 TWh, y una ligera recuperación para 2014 de 12,83 TWh.

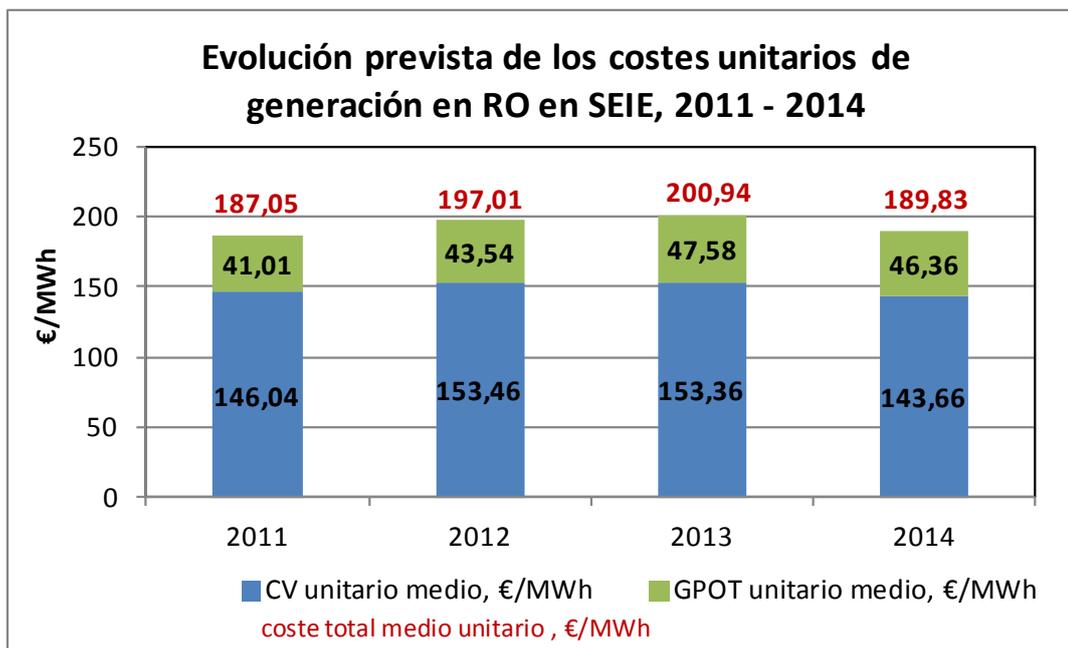
Los costes estándares de la generación RO oscilarían entre los 2.438 M€ previstos en 2014 y un máximo de 2.681 M€ registrado en 2012. Los costes fijos se mantienen estables, mientras los costes variables van reduciéndose debido a la disminución de la producción como consecuencia del enlace península-Mallorca y, en gran medida, a las expectativas del precio de los combustibles utilizados (derivados de petróleo).

A continuación se muestra la descomponen los costes estándares según CAPEX (denominado en la normativa GPOT) y OPEX (denominado CV), así como según las dos partidas principales de liquidación: pagos al precio del mercado peninsular (PMP) y compensación.



En el último trimestre de 2013 y para el año 2014 se ha previsto un PMP de 56,31 €/MWh y 62,59 €/MWh, respectivamente, como consecuencia de aplicar al precio estimado del mercado un factor de apuntamiento de 1,29. Este factor se calcula como relación entre el ingreso unitario equivalente al precio del mercado peninsular que los comercializadores de estos territorios abonan conforme a su mercado minorista, y el precio del mercado peninsular.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los costes medios unitarios durante los años del estudio.



En los cuadros siguientes se muestra la producción anual, los costes estándares anuales y los importes liquidados de cada uno de los SEIE previstos en la normativa vigente.

Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2011								
SEIE	Producción (GWh)	Costes				Liquidaciones		
		Coste var. (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total (M€)	CV medio (€/MWh)	Liq. del OS (M€)	Comp. (M€)	Liq. totales (M€)
Baleares	5.399	537	244	781	100	361	420	781
Canarias	8.284	1.443	288	1.731	174	543	1.188	1.731
Ceuta	203	37	26	63	183	13	50	63
Melilla	208	40	21	62	194	13	48	62
Total	14.094	2.058	578	2.636	146	929	1.707	2.636

Nota: Los datos están basados en la última liquidación del OS en marzo 2013 de C6 y C7.

Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2012								
SEIE	Producción (GWh)	Costes				Liquidaciones		
		Coste var. (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total (M€)	CV medio (€/MWh)	Liq. del OS (M€)	Comp. (M€)	Liq. totales (M€)
Baleares	4.882	447	252	698	91	323	375	698
Canarias	8.299	1.554	294	1.848	187	522	1.326	1.848
Ceuta	212	42	26	68	200	13	55	68
Melilla	215	45	22	67	210	13	53	67
Total	13.607	2.088	593	2.681	153	871	1.810	2.681

Nota: Los datos están basados la liquidación C5 en el período ene-nov 2012, y en C3 en dic 2012.

Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2013 (real + previsto)								
SEIE	Producción (GWh)	Costes				Liquidaciones		
		Coste var. (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total (M€)	CV medio (€/MWh)	Liq. del OS (M€)	Comp. (M€)	Liq. totales (M€)
Baleares	4.104	360	249	609	88	256	353	609
Canarias	8.057	1.483	302	1.785	184	465	1.320	1.785
Ceuta	205	42	26	68	206	12	56	68
Melilla	204	43	22	64	209	12	53	64
Total	12.570	1.928	598	2.526	153	744	1.782	2.526

Nota: 1) Los valores se basan en las liquidación C3 (ene-jul) y C2 (ago) y previsiones del OS para sep - dic 2013.

2) Con el apuntamiento el precio para el período sep - dic 2013 es de 56,31 €/MWh

Previsión de costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2014								
SEIE	Producción (GWh)	Costes				Liquidaciones		
		Coste var. (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total (M€)	CV medio (€/MWh)	Liq. del OS (M€)	Comp. (M€)	Liq. totales (M€)
Baleares	4.503	350	233	583	78	282	301	583
Canarias	7.888	1.405	314	1.719	178	494	1.225	1.719
Ceuta	229	44	26	70	193	14	56	70
Melilla	210	44	22	66	209	13	53	66
Total	12.830	1.843	595	2.438	144	803	1.635	2.438

Nota: 1) Los valores se basan en previsiones del OS.

2) El PMD previsto con apuntamiento de 1,50 en el conjunto de los SEIE es de 62,59 €/MWh.

8.2 Otros costes adicionales en los SEIE, 2011- 2014

REE calcula los costes estándares de generación según la normativa vigente. Sin embargo, no contempla otros conceptos de coste que también han de ser considerados en la liquidación definitiva, asimismo conforme a la normativa vigente, como pueden ser los siguientes: a) costes de grupos de generación en alquiler, b) desviación de derechos de emisión, c) costes recurrentes, d) costes adicionales por combustibles de apoyo, y e) peaje de acceso.

Por otra parte, las medidas tomadas según el artículo 37 del Real Decreto –ley 20/2012, el reconocimiento de los costes para la generación en régimen ordinario se reduce en 100 M€.

De esta manera, como lo ilustra la primera parte de la siguiente tabla, la compensación extrapeninsular total prevista alcanza 1.787 M€ en 2011, 1.756 M€ en 2012, 1.846 en 2013 y 1.708 M€ en 2014.

La segunda parte de la tabla recoge los diferentes conceptos de los ingresos aportados a los productores en RO en los SEIE según los años del periodo de estudio, y conforme a la normativa vigente: cuota específica compensación “extrapeninsular” (cuota), liquidación de las actividades reguladas (AA.RR.), e importes previstos en los Presupuestos Generales del Estado (PGE).

Balance de costes e ingresos en los SEIE		2011	2012	2013	2014
Producción en RO, GWh		14.094	13.607	12.570	12.830
Compensación	Compensación SEIE, M€	1.707	1.810	1.782	1.635
	Costes previstos adicionales, M€	80	47	65	73
	Coste de grupos generación en alquiler, M€	3	3	3	3
	Desviaciones de derechos emisión, M€	50	25	44	52
	Gasto recurrente real auditado, M€	0	0	0	0
	Costes recurrentes, M€	15	no se aplica	no se aplica	no se aplica
	Coste adicional de combustible de apoyo, M€	12	12	12	12
	Peaje de acceso, M€	1	7	6	6
	Minoración según RD-L 20/2012, M€	no se aplica	-100	no se aplica	no se aplica
	TOTAL COMPENSACIÓN, M€	1.787	1.756	1.846	1.708
Ingresos	Cuota SEIE				
	Recaudación por cuotas por extrapeninsularidad, M€	891	-	-	-
	AA.RR.				
	Excepcional_nº14_2011, M€	417	-	-	-
	Liquidación 13/2012 (s/D.A. 2ª Orden IET/221/2013), M€	423	-	-	-
	Liquidaciones s/Orden IET/221/2013, M€	-	1.622	-	-
PGE					
DA 4ª RD-L 9/2013 [50%], M€	-	-	923	854	
TOTAL INGRESOS, M€	1.731	1.622	1.846	1.708	
SALDO, M€		-56	-134	0	0

Con respecto a la producción del año 2012 y teniendo en cuenta que la aplicación del mecanismo de compensación con cargo a los PGE quedó en suspenso [DA 4ª de la Ley 17/2012], la Disposición Adicional 2ª de la Orden IET/221/2013 determina que se incluya un total de 1.622 M€ en las liquidaciones de las actividades y costes regulados en concepto de compensación extrapeninsular. En consecuencia, el saldo previsto del ejercicio 2012 asciende a -134 M€.

En el caso de las liquidaciones del año 2013, el artículo 3.2 de la Orden IET/1491/2013, dando cumplimiento al Real Decreto-ley 9/2013, determina que el 50% de la compensación extrapeninsular se pagará como “coste liquidable en el ejercicio 2013” y el restante 50% a cargo de los Presupuestos Generales del Estado de 2014. Por tanto se considera que se pagarán 923 M€ tanto a cargo de las cuentas de actividades reguladas del sector eléctrico como a cargo de los PGE para cubrir los costes totales del ejercicio 2013. No obstante, cabe señalar que el Proyecto de Ley de los Presupuestos Generales del Estado para 2014, que actualmente se encuentra en el Senado, incluye un importe de 903 M€ para financiar los costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE.

En cuanto al ejercicio 2014, el Real Decreto–ley 9/2013 determina en su Disposición adicional cuarta que la financiación de la compensación será en un 50% a cargo de los PGE presupuestado según la Ley de PGE del año posterior. Por tanto, se incluye un total de 854 M€ para tal concepto. Por otro lado, la liquidación de las actividades reguladas cubrirá el otro 50% de la compensación en 2014.

Por otra parte, cabe señalar que el pago de los impuestos especiales a los combustibles (céntimo verde) definidos en el artículo 28 de la Ley 15/2012 alcanzaría, según la información facilitado por ENDESA, 28 M€ para 2013 y 27 M€ para 2014; además, la aplicación del impuesto a la producción de energía eléctrica en los SEIE sería previsiblemente 177 M€ y 171 M€ en estos dos años, respectivamente. Actualmente no existe soporte legal que reconozca estos costes incurridos por los productores en los SEIE en RO, en el caso de que se reconozca en el futuro, habrá que tener en cuenta este aumento de los costes reconocidos (2013: +204 M€; 2014: +198 M€).

9 ANUALIDADES PARA LA FINANCIACIÓN DEL DÉFICIT

Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2014 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, a efectos de su consideración en la determinación de la tarifa, asciende a 288.356,34 miles de euros. En el Cuadro IV. 7 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones correspondiente a 2005 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2014. El cálculo es provisional, dado que se ha considerado como tipo de interés de actualización el Euribor de septiembre (último mes cerrado con información disponible), que deberá ser actualizado al Euribor de noviembre a efectos de determinar la anualidad a incorporar en la orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2014.

Cuadro IV. 7. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2013

DERECHOS DE COBRO DEL DEFICIT DE TARIFA DE 2005		
IMPORTE PROVISIONAL PENDIENTE DE COBRO A 31-12-13 (miles de euros)		
IdPC a 31-12-12	2.292.085,23	:importe definitivo pendiente de cobro a 31-12-12 (Resolución de 29 de julio de 2013 de la DGPEYM)
Anualidad provisional	296.184,60	:anualidad prevista 2013 (Orden IET/221/2013)
i(N)2012	0,00195	:euribor medio 3M noviembre 2012, Act 365
IPPC a 31-12-13	2.000.370,20	:importe provisional pendiente de cobro a 31-12-13
ANUALIDAD 2014 (miles de euros)		
i(N)2013	0,00226	:euribor medio 3M septiembre 2013, Act 365
p	7	:número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2014	288.356,34	:anualidad año 2014

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

Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2014 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, y se precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, asciende a 96.562,68 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses de septiembre de 2013 (0,226%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,876% (véase Cuadro IV. 8). El cálculo es provisional, dado que se ha considerado como tipo de interés de actualización el Euribor de septiembre, que deberá ser actualizado al Euribor de noviembre a efectos de determinar la anualidad a incorporar en la orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2014.

Cuadro IV. 8. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2013

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008	
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-13 (miles de euros)	
(+) IdPC a 31-12-12	961.281,70 :importe definitivo pendiente de cobro 31-12-12 según consta en la Resolución de 29 de julio de 2013 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2012 + difer.	0,00845 :media del euribor a 3 meses de noviembre 2012, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2013	8.122,83 :intereses devengados en el año 2013 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7de marzo y Resolución CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2013	96.409,44 :anualidad año 2013 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IdPC a 31-12-13	872.995,09 :Importe pendiente de cobro a 31-12-2013

ANUALIDAD 2014 (miles de euros)	
i(N)2013 + difer.	0,00876 :media del euribor a 3 meses de septiembre 2013, Act 365, más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	9,46 : número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2014	96.562,68

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

Derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010 susceptibles de ser cedidos al Fondo de Titulización

Teniendo en cuenta las 45 emisiones de FADE realizadas hasta el 8/11/2013, los derechos de cobro que ostentaban las empresas eléctricas han sido satisfechos en su totalidad, considerando un tipo de interés provisional del 2%.

El valor del derecho de cobro “Déficit 2011” y “Déficit 2010” que ostentaban las empresas eléctricas, quedó saldado, considerando un tipo de interés provisional del 2%, a fecha 21/03/2013 y a fecha 03/05/2013, respectivamente, que se corresponden con las fechas de la 37ª y 39ª emisión de FADE.

Una vez saldados estos derechos, el importe sobrante de la emisión 39ª, por valor de 646.028.779,55 €, tiene la consideración de ingreso liquidable del sistema eléctrico, por lo que fue transferido por la CNE, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 6.6 del R.D. 437/2010, para su aplicación en la liquidación 3/2013. Todo ello según el Acuerdo del Consejo de la CNE, de fecha 25 de abril de 2013, que fue publicado en su página web.

En términos similares, el Consejo de la CNE, en su sesión de fecha 9 de mayo de 2013, acuerda transferir el excedente generado en la 40ª emisión del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, por importe de 63.159.881,49 €, a la cuenta de las liquidaciones, para su consideración como ingreso liquidable del sistema del ejercicio 2013, y su aplicación en la liquidación 3/2013. Dicho acuerdo fue asimismo hecho público en su página web.

Posteriormente, se incorporó el desajuste de 2012 como derecho de cobro susceptible de cesión a FADE, por importe de 4.109.213.000 €, reconocido como definitivo a efectos de cesión en el R.D.-Ley 9/2013. Esta cantidad se corresponde con el desajuste del año 2012 resultante de la liquidación 14, dado que los 1.500 M€ de Déficit 2012 reconocido ex ante, fueron cedidos a FADE en 2012.

El valor del derecho de cobro “Déficit 2012” (desajuste) que ostentaban las empresas eléctricas, quedó saldado, considerando un tipo de interés provisional del 2%, a fecha 8/11/2013, que se corresponde con la fecha de la 45ª emisión de FADE.

Una vez saldado este derecho, el importe sobrante de la emisión 45ª (excluyendo el que se dedica a refinanciación), por valor de 191.916.972.65 €, tiene la consideración de ingreso liquidable del sistema eléctrico, por lo que será transferido por la CNMC, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 6.6 del R.D. 437/2010, para su aplicación en la liquidación 9/2013.

Anualidad correspondiente a FADE

A fecha 8 de noviembre de 2013 se habían realizado, en total, 45 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª), 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª), y 16 en 2013 (de la 30ª a la 45ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones, excepto en las emisiones 23ª y 24ª, y parcialmente en las emisiones 31ª, 40ª y 45ª, que han servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE. En este sentido, el importe de las emisiones destinado a refinanciación, no incrementa la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no genera ninguna anualidad, sino que únicamente se incorpora un ajuste a la misma, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo, con respecto a la que fue calculada a 30 de noviembre de 2012.

Para estimar el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2013 de los derechos cedidos a FADE en cada una de las 45 emisiones con cesión de derechos realizadas hasta la fecha, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 9.2.i del R.D. 437/2010 para las emisiones realizadas en 2013, y el procedimiento establecido en el artículo 9.2.ii para las emisiones que fueron realizadas en años anteriores (2011 y 2012). En el primer caso, los intereses se calculan con la TIR de la emisión, con comisiones, más 30 puntos básicos. En el segundo caso, los intereses se calculan con el tipo de interés con el que se fijó la anualidad de 2013, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2012, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro IV. 9. Importe pendiente de cobro a 31/12/2013 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2013 de las emisiones realizadas en años anteriores (2011 y 2012). Euros

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)	Tipo de interés (i)	Intereses	Anualidad 2013 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2013 (€)
1ª	1.817.831.118,38	5,568%	101.216.836,67	199.453.935,89	1.719.594.019,16
2ª	1.825.419.945,52	5,568%	101.639.382,57	199.449.282,23	1.727.610.045,86
3ª	1.832.377.559,29	5,568%	102.026.782,50	199.276.573,33	1.735.127.768,46
4ª	926.411.234,80	5,568%	51.582.577,55	100.029.459,34	877.964.353,02
5ª	1.413.775.437,63	5,568%	78.719.016,37	149.785.681,46	1.342.708.772,54
6ª	298.561.045,98	5,568%	16.623.879,04	31.432.548,05	283.752.376,97
7ª	90.853.306,30	5,568%	5.058.712,10	9.565.048,60	86.346.969,80
8ª	115.576.181,04	5,568%	6.435.281,76	12.144.453,88	109.867.008,92
9ª	90.845.925,58	5,568%	5.058.301,14	9.536.697,10	86.367.529,62
10ª	540.717.560,67	5,568%	30.107.153,78	56.681.186,39	514.143.528,06
11ª	138.770.956,65	5,568%	7.726.766,87	14.546.785,66	131.950.937,86
12ª	237.821.668,65	5,568%	13.241.910,51	24.799.781,07	226.263.798,09
13ª	215.179.013,34	5,568%	11.981.167,46	22.438.629,97	204.721.550,83
14ª	348.511.667,98	5,568%	19.405.129,67	36.325.236,96	331.591.560,70
15ª	156.501.448,48	5,568%	8.714.000,65	16.304.384,61	148.911.064,52
16ª	153.571.624,51	5,568%	8.550.868,05	15.999.154,35	146.123.338,21
17ª	190.613.386,76	5,568%	10.613.353,37	19.858.180,22	181.368.559,91
18ª	225.282.503,95	5,568%	12.543.729,82	23.458.953,74	214.367.280,02
19ª	554.970.494,11	5,568%	30.900.757,11	57.762.555,65	528.108.695,57
20ª	126.492.297,39	5,568%	7.043.091,12	13.165.597,89	120.369.790,62
21ª	119.579.755,48	5,568%	6.658.200,79	12.434.417,70	113.803.538,56
22ª	810.801.107,03	5,568%	45.145.405,64	84.191.956,18	771.754.556,49
25ª	76.820.455,94	5,568%	4.277.362,99	7.734.870,90	73.362.948,03
26ª	111.346.355,62	5,568%	6.199.765,08	11.201.395,53	106.344.725,17
27ª	1.739.293.482,90	5,568%	96.843.861,13	174.515.199,20	1.661.622.144,83
28ª	99.046.705,98	5,568%	5.514.920,59	9.929.407,22	94.632.219,35
29ª	160.221.015,10	5,568%	8.921.106,12	16.041.260,39	153.100.860,83
Total FADE	14.417.193.255,07		802.749.320,44	1.528.062.633,51	13.691.879.942,00

Cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2013 de las emisiones realizadas en 2013.

Euros.

Emisión	Importe cedido	Fecha	Días	Tipo de interés	Intereses	Liquidaciones devengadas	Importe pendiente de cobro a 31/12/2013 (€)
30ª	167.466.126,03	04/01/2013	362	5,278%	8.766.213,95	16.303.547,17	159.928.792,81
31ª Cesión	697.046.000,00	21/01/2013	345	4,575%	30.142.465,21	61.664.926,40	665.523.538,81
32ª	87.315.230,00	14/02/2013	321	6,257%	4.804.722,67	8.039.766,69	84.080.185,99
33ª	168.737.513,42	18/02/2013	317	5,647%	8.275.530,25	14.742.838,76	162.270.204,91
34ª	67.630.510,28	18/02/2013	317	6,469%	3.799.672,92	6.234.370,11	65.195.813,08
35ª	96.322.812,74	26/02/2013	309	5,407%	4.409.112,10	8.073.787,60	92.658.137,24
36ª	87.806.920,76	18/03/2013	289	5,344%	3.715.353,79	6.854.728,90	84.667.545,65
37ª	1.497.000.000,00	21/03/2013	286	4,247%	49.816.960,93	107.330.378,24	1.439.486.582,69
38ª	75.214.571,92	08/04/2013	268	4,153%	2.293.537,52	5.020.377,01	72.487.732,43
39ª	1.799.478.000,00	03/05/2013	243	3,219%	38.563.898,16	101.949.412,47	1.736.092.485,69
40ª Cesión	63.185.973,02	10/05/2013	236	4,521%	1.847.031,59	3.809.611,48	61.223.393,12
41ª	1.997.240.000,00	04/10/2013	89	3,728%	18.155.294,63	42.972.186,45	1.972.423.108,18
42ª	264.855.170,75	18/10/2013	75	3,264%	1.776.343,72	4.646.262,16	261.985.252,31
43ª	444.082.465,76	18/10/2013	75	3,543%	3.232.981,18	7.947.019,84	439.368.427,10
44ª	304.809.534,24	18/10/2013	75	2,686%	1.682.298,10	5.128.042,62	301.363.789,72
45ª Cesión	1.098.225.829,25	08/11/2013	54	2,616%	4.250.404,75	13.234.948,64	1.089.241.285,37
Total FADE	8.916.416.658,17				185.531.821,47	413.952.204,53	8.687.996.275,09

Fuente: CNMC

Una vez estimado el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2014 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 12,07 años para la emisión 1ª y 14,85 años para la emisión 45ª, y el tipo de interés de actualización, que asciende al 4,768%. Se trata de un tipo de interés provisional, calculado con los datos disponibles a fecha de la emisión 45ª de FADE, el 8/11/2013.

Según lo establecido en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010, la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización debe comunicar el 30 de noviembre de 2013 a la CNMC (en sustitución de la CNE), el tipo de interés de devengo en 2013 para los derechos de cobro cedidos a FADE. Éste debe calcularse siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2012, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos. Por lo tanto, una vez que se disponga del tipo de interés definitivo, a fecha 30 de noviembre, será necesario reajustar las anualidades, para su incorporación en la orden por la que se revisen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2014.

Cabe destacar que la anualidad de 2014 se ha calculado a partir de las emisiones realizadas hasta el 8 de noviembre de 2013. La amortización de emisiones de FADE, o la realización de emisiones que no conlleven la cesión de derechos de cobro por parte de las empresas eléctricas, generarán un ajuste por la variación en el tipo medio de interés del Fondo que será considerado coste o ingreso liquidable del sistema, según lo establecido en el artículo 8.2 del R.D. 437/2010.

Cuadro IV. 10. Anualidades provisionales para 2014 por los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2013 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2014 (€)
1ª	1.719.594.019,16	4,768%	12,07	190.654.789,96
2ª	1.727.610.045,86	4,768%	12,15	190.603.989,35
3ª	1.735.127.768,46	4,768%	12,24	190.386.941,77
4ª	877.964.353,02	4,768%	12,38	95.526.700,54
5ª	1.342.708.772,54	4,768%	12,76	142.879.595,78
6ª	283.752.376,97	4,768%	12,89	29.971.631,02
7ª	86.346.969,80	4,768%	12,89	9.120.485,78
8ª	109.867.008,92	4,768%	12,93	11.578.620,81
9ª	86.367.529,62	4,768%	12,95	9.091.820,91
10ª	514.143.528,06	4,768%	12,98	54.032.230,81
11ª	131.950.937,86	4,768%	12,98	13.866.951,82
12ª	226.263.798,09	4,768%	13,09	23.633.025,46
13ª	204.721.550,83	4,768%	13,09	21.382.959,47
14ª	331.591.560,70	4,768%	13,1	34.615.211,87
15ª	148.911.064,52	4,768%	13,11	15.536.386,42
16ª	146.123.338,21	4,768%	13,11	15.245.533,67
17ª	181.368.559,91	4,768%	13,11	18.922.784,82
18ª	214.367.280,02	4,768%	13,12	22.353.282,64
19ª	528.108.695,57	4,768%	13,13	55.038.443,15
20ª	120.369.790,62	4,768%	13,13	12.544.701,37
21ª	113.803.538,56	4,768%	13,15	11.847.298,78
22ª	771.754.556,49	4,768%	13,18	80.209.485,74
25ª	73.362.948,03	4,768%	13,86	7.354.211,14
26ª	106.344.725,17	4,768%	13,88	10.649.511,64
27ª	1.661.622.144,83	4,768%	13,94	165.887.814,60
28ª	94.632.219,35	4,768%	13,96	9.437.981,63
29ª	153.100.860,83	4,768%	13,99	15.246.009,29
30ª	159.928.792,81	4,768%	14,01	15.909.819,10
31ª Cesión	665.523.538,81	4,768%	14,05	66.073.092,41
32ª	84.080.185,99	4,768%	14,12	8.318.167,13
33ª	162.270.204,91	4,768%	14,13	16.045.580,35
34ª	65.195.813,08	4,768%	14,13	6.446.683,53
35ª	92.658.137,24	4,768%	14,15	9.153.057,12
36ª	84.667.545,65	4,768%	14,21	8.338.779,26
37ª	1.439.486.582,69	4,768%	14,22	141.702.552,17
38ª	72.487.732,43	4,768%	14,27	7.118.039,39
39ª	1.736.092.485,69	4,768%	14,33	169.975.566,27
40ª Cesión	61.223.393,12	4,768%	14,35	5.988.323,55
41ª	1.972.423.108,18	4,768%	14,76	189.162.634,27
42ª	261.985.252,31	4,768%	14,79	25.089.915,46
43ª	439.368.427,10	4,768%	14,79	42.077.623,06
44ª	301.363.789,72	4,768%	14,79	28.861.136,04
45ª Cesión	1.089.241.285,37	4,768%	14,85	104.022.133,62
Total FADE	22.379.876.217,09			2.301.901.502,97

Fuente: CNMC

10 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, de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013, de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de julio de 2013 y 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, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2013 y 2014.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad, de 644.544 y 457.699 M€, para los años 2013 y 2014 respectivamente

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.

Con respecto al cierre temporal de centrales previsto en el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico actualmente en tramitación, se ha considerado que ninguna central adquirirá una autorización en este sentido durante 2013 y 2014.

Adicionalmente, se han tenido en cuenta las altas de unidades hidráulicas y de bombeo con derecho a cobro de pagos por capacidad que han tenido 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 el periodo estudiado.

Para el cálculo de la aplicación del servicio de disponibilidad, se han considerado la aplicación de la Orden ITC/3127/2011 en 2013 y 2014. En el caso de que entrase en vigor durante ese periodo *la 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*, remitido el 18 de julio de 2013 a la antigua Comisión Nacional de Energía por la Secretaría de Estado de Energía para informe, la cuantía resultante del nuevo servicio de disponibilidad no variaría significativamente con respecto a la aplicación de la normativa actual, de acuerdo con las estimaciones realizadas por esta Comisión.

A efectos del cobro del servicio de disponibilidad en 2013, se ha tenido en cuenta el cumplimiento real de los requisitos establecidos para su cobro por parte de cada central. En 2014, se ha tenido en cuenta el criterio según el cual las centrales acreditarán una potencia media disponible anual equivalente al 90% de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2, es decir, se ha considerado el cumplimiento total de los requisitos establecidos para su cobro.

Por último, se han tenido en cuenta para la estimación de los pagos por capacidad del presente año los pagos liquidados por el sistema durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2013.

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

Cuadro IV. 11. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad estimados para los años 2013 y 2014.

Miles de €	2013		2014
	Memoria económica Orden de Julio 2013	Previsión de cierre CNMC	Estimación CNMC
Incentivo inversión	451.196	459.043	270.603
Pago disponibilidad	188.266	185.501	187.096
TOTAL	639.462	644.544	457.699

11 MECANISMO DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO

El sobrecoste estimado resultante de la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010 para el cierre del ejercicio 2013 asciende a 329.267 miles de €. Dicho importe se ha calculado teniendo en cuenta el volumen de producción registrado en las liquidaciones correspondientes a los tres primeros trimestres del ejercicio (7.847 GWh) y la producción prevista por el Operador del Sistema para el cuarto trimestre de 2013 (7.194 GWh). Los costes unitarios de retribución de la energía para 2013 son los establecidos en la Resolución de 13 de febrero de 2013. El precio medio ponderado del mercado previsto para los meses de octubre, noviembre y diciembre, se ha calculado aplicando un factor de apuntamiento del 3% al precio medio aritmético previsto para esos mismos meses³⁰.

Para 2014, se estima un sobrecoste por la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro de 459.409 miles de €, resultado de considerar el volumen de producción establecido en la Resolución de 13 de febrero de 2013 (20.054 GWh) para el ejercicio 2014, los costes unitarios establecidos en la Resolución de 13 de febrero de 2013, incrementados los costes variables con un IPC del 1,5% y el precio ponderado del mercado previsto para 2014 (49,97 €/MWh), que resulta de aplicar un factor de apuntamiento del 3% al precio medio aritmético previsto para 2014 (48,51 €/MWh).

³⁰ Precios medios ponderados previstos para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2013 y el año 2014: 48,35 €/MWh, 51,50 €/MWh, 49,37 €/MWh y 49,97 €/MWh respectivamente (precio medio aritmético: 46,94€/MWh, 50,00 €/MWh, 47,93 €/MWh y 48,51 €/MWh, respectivamente).

No obstante lo anterior, en caso de considerar que el volumen de producción del ejercicio 2014 incluyera el volumen de producción que, previsiblemente, no será producido en 2013 (5.013 GWh), según el plan anual mensualizado de REE correspondiente al mes de octubre, el sobrecoste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro ascendería a 574.256 miles de €.

Cuadro IV. 12. Coste del mecanismo de Restricciones por garantía de suministro en 2012

Año	Coste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (Miles €)	
2013	329.267	
2014	Supuesto 1	Supuesto 2
	459.409	574.256

Fuente: CNMC y OS

Supuesto 1: Volumen de producción para 2014 igual al previsto en a Resolución de 13 de febrero de 2013 (20.054 TWh)

Supuesto 2: Volumen de producción para 2014 igual al previsto en a Resolución de 13 de febrero de 2013 agregando el volumen que previsiblemente no será producido este año, según el plan anual mensualizado de REE correspondiente al mes de octubre (25,067 TWh).

ANEXO V: INFORMACIÓN SOBRE EL NÚMERO DE CLIENTES, POTENCIAS CONTRATADAS, CONSUMOS Y FACTURACIONES, DESAGREGADAS POR TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO PARA LOS SISTEMAS PENINSULAR, INSULAR Y EXTRAPENINSULAR

Cuadro V.1. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores con derecho a TUR suministrados por CUR. Ámbito Peninsular

AÑO 2012					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	16.584.150	63.778.838	38.000.225	7.228.314	19,02
TUR con DH	822.450	4.425.170	5.596.070	671.129	11,99
TUR con DHS	152	558	666	90	13,53
TOTAL	17.406.752	68.204.566	43.596.962	7.899.533	18,12

AÑO 2013					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	15.254.609	58.923.878	33.603.716	6.250.917	18,60
TUR con DH	752.955	4.124.670	5.125.146	613.007	11,96
TUR con DHS	532	1.834	1.909	243	12,74
TOTAL	16.008.096	63.050.382	38.730.771	6.864.167	17,72

AÑO 2014					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	15.208.874	59.105.530	33.528.579	6.175.032	18,42
TUR con DH	749.737	4.193.537	5.172.764	630.932	12,20
TUR con DHS	45	252	95	14	14,83
TOTAL	15.958.656	63.299.319	38.701.438	6.805.978	17,59

Fuente: CNMC

Cuadro V.2. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores con derecho a TUR suministrados por CUR. Baleares

AÑO 2012					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	464.626	2.258.094	1.424.351	267.860	18,81
TUR con DH	4.883	27.923	57.703	6.691	11,60
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	469.509	2.286.017	1.482.054	274.552	18,53

AÑO 2013					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	414.924	2.014.936	1.271.347	230.572	18,14
TUR con DH	8.684	48.503	62.532	7.525	12,03
TUR con DHS	21	138	40	8	20,82
TOTAL	423.629	2.063.577	1.333.919	238.106	17,85

AÑO 2014					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	377.087	1.821.422	1.160.530	216.364	18,64
TUR con DH	7.529	41.412	63.683	7.531	11,83
TUR con DHS	40	279	49	15	30,99
TOTAL	384.656	1.863.113	1.224.263	223.910	18,29

Fuente: CNMC

Cuadro V.3. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores con derecho a TUR suministrados por CUR. Canarias

AÑO 2012					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	928.835	3.663.417	2.290.198	431.448	18,84
TUR con DH	52	297	355	42	11,81
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	928.887	3.663.714	2.290.553	431.490	18,84

AÑO 2013					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	880.179	3.464.400	2.112.359	386.319	18,29
TUR con DH	4.215	24.041	73.574	7.351	9,99
TUR con DHS	14	75	25	5	21,38
TOTAL	884.407	3.488.515	2.185.957	393.675	18,01

AÑO 2014					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	832.583	3.257.695	1.977.932	374.226	18,92
TUR con DH	4.006	22.567	75.029	7.279	9,70
TUR con DHS	13	64	51	8	15,21
TOTAL	836.602	3.280.326	2.053.011	381.512	18,58

Fuente: CNMC

ANEXO VI. RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2013 Y 2014 DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES

ANEXO VI. RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2013 Y 2014 DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
AGRI-ENERGIA ELECTRICA, SA	6.313.166	6.962.542	3.700.638	2.814.678	6.515.317
BASSOLS ENERGIA S.A.	11.601.915	12.466.609	6.626.088	5.029.076	11.655.164
ELECTRA CALDENSE, S.A.	4.984.605	4.696.247	2.496.087	1.873.584	4.369.671
ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.	5.416.557	5.304.467	2.819.361	2.157.999	4.977.359
ESTABANELL Y PAHISA ENERGIA, S.A.	17.275.513	19.113.312	10.158.856	7.640.304	17.799.160
ELECTRICA DEL EBRO, S.A.	3.305.694	3.617.447	1.922.698	1.455.050	3.377.748
PRODUCTORA ELECTRICA URGELENSE, S.A. (PEUSA)	3.620.429	4.029.484	2.141.699	1.613.658	3.755.356
SUMINISTRADORA ELECTRICA DE CADIZ, S.A.	19.004.469	21.099.750	11.214.661	8.403.497	19.618.158
CENTRAL ELECTRICA SESTELO Y CIA, S.A.	4.736.391	5.080.842	2.700.502	2.025.873	4.726.375
HIDROELECTRICA DEL GUADIELA I, S.A.	3.499.729	3.909.540	2.077.947	1.565.813	3.643.760
COOPERATIVA ELECTRICA ALBORENSE, S.A.	119.422	133.112	70.750	53.644	124.394
INDUSTRIAS PECUARIAS DE LOS PEDROCHES, S.A.	5.195.361	5.626.983	2.990.780	2.241.261	5.232.040
ENERGÁS DE ARAGÓN I, S. L. UNIPERSONAL	3.776.107	4.192.901	2.228.556	1.684.910	3.913.465
COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.	8.517.320	9.277.695	4.931.158	3.699.813	8.630.971
MEDINA GARVEY ELECTRICIDAD, S.L.U.	6.734.430	7.190.129	3.821.603	2.861.844	6.683.447
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL SIL, S.L.	2.488.274	2.682.376	1.425.701	1.079.011	2.504.712
EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA DISTRIBUCION, S.A.U.	8.791.106	9.536.414	5.068.670	3.815.268	8.883.938
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENRIQUE GARCIA SERRANO, S. L.	206.431	247.965	131.795	104.416	236.211
REPSOL ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, S.L.	2.869.497	3.217.280	1.710.006	1.275.772	2.985.779
SDAD. COOP. VALENCIANA LTDA. BENEFICA DE CONS. DE ELECT. "SAN FRANCISCO DE ASIS" DE CREV.	4.106.477	4.534.686	2.410.217	1.803.013	4.213.230
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A. (EPRESA)	3.004.036	3.342.105	1.776.352	1.330.971	3.107.323
ELECTRICA DEL OESTE DISTRIBUCION, S.L.U.	7.743.809	8.477.872	4.506.047	3.394.745	7.900.792
DISTRIBUIDORA ELECTRICA BERMEJALES, S.L.	4.348.603	4.830.049	2.567.204	1.914.260	4.481.464

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
ELECTRA DEL CARDENER, SA	2.337.726	2.565.413	1.363.534	1.044.888	2.408.422
ELECTRICA SEROSENSE DISTRIBUIDORA SL	2.979.059	3.255.739	1.730.448	1.293.385	3.023.832
HIDROELECTRICA DE LARACHA, S.L.	2.080.801	2.185.653	1.161.689	872.823	2.034.512
SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.	2.688.900	2.925.942	1.555.158	1.167.103	2.722.261
ELECTRA ALTO MIÑO, S.A.	2.508.356	2.725.886	1.448.827	1.083.084	2.531.911
UNION DE DISTRIBUIDORES DE ELECTRICIDAD, S.A. (UDESА)	3.597.188	3.938.957	2.093.582	1.564.935	3.658.518
ANSELMO LEON DISTRIBUCION, S.L.	4.057.670	4.512.444	2.398.395	1.813.797	4.212.192
COMPañIA DE ELECTRICIDAD DEL CONDADO, S.A.	3.662.006	4.037.706	2.146.069	1.606.553	3.752.622
ELECTRA DE AUTOL, S.A.	1.194.908	1.338.650	711.502	531.999	1.243.501
DISTRIBUIDORA ELECTRICA TENTUDIA. S.L.U	1.762.239	1.908.590	1.014.429	762.207	1.776.636
FELIX GONZALEZ, S.A.	3.199.977	3.581.567	1.903.627	1.419.262	3.322.889
LA PROHIDA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L	1.175.276	1.305.166	693.705	526.463	1.220.168
ELECTRICAS PITARCH DISTRIBUCION, S.L.U.	7.650.424	7.594.665	4.036.616	3.053.743	7.090.360
HIJOS DE JACINTO GUILLEN DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L.U.	2.566.550	2.866.962	1.523.810	1.145.552	2.669.363
JUAN DE FRUTOS GARCIA, S.L.	1.126.605	1.240.968	659.583	497.339	1.156.922
LESA ELECTRICITAT S.L.	2.034.764	1.606.388	853.806	641.746	1.495.552
DIELESUR, S.L.	2.395.702	2.633.358	1.399.648	1.045.024	2.444.671
ENERGIA DE MIAJADAS, S.A.	2.452.164	2.726.184	1.448.986	1.079.883	2.528.869
AGUAS DE BARBASTRO ELECTRICIDAD, S.A.	1.902.451	2.110.758	1.121.882	842.713	1.964.595
VALL DE SOLLER ENERGÍA S.L.U (EL GAS, S.A.)	2.669.012	2.928.980	1.556.773	1.161.493	2.718.266
ROMERO CANDAU, S.L.	1.726.937	1.882.431	1.000.525	754.386	1.754.911
HIDROELECTRICA DE SILLEDA, S.L.	1.900.272	2.051.833	1.090.563	827.970	1.918.533
GRUPO ELECTRIFICACION RURAL SOCIEDAD COOPERATIVA	2.143.311	2.328.050	1.237.374	960.852	2.198.226
SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.	2.423.754	2.108.743	1.120.811	845.866	1.966.678
OÑARGI, S.L.	1.122.648	1.226.438	651.860	486.073	1.137.933
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	2.961.736	3.284.021	1.745.480	1.303.365	3.048.845
COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA CATRALENSE, COOP. V.	796.608	855.628	454.772	342.492	797.264
ELECTRA DE CARBAYIN, S.A.	945.755	1.053.196	559.781	422.313	982.094
ELÈCTRICA DE GUIXÉS, S.L.	700.550	711.631	378.237	283.775	662.012

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
ELECTRICA VAQUER, S.A.	766.141	813.576	432.421	326.168	758.590
HERMANOS CABALLERO REBOLLO, S.L.	141.357	157.948	83.950	63.214	147.165
COMPañIA DE ELECTRIFICACION, S.L.	592.362	650.694	345.848	258.407	604.256
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MELON, S.L.	265.732	294.438	156.496	120.178	276.674
ELECTRA DE CABALAR, S.L.	334.544	362.166	192.494	145.575	338.069
ELECTRA DEL GAYOSO, S.L.	512.105	552.878	293.858	220.123	513.981
ELECTRA DEL NARAHÍO, S.A.	1.062.989	1.156.626	614.755	464.314	1.079.068
ELECTRICA DE BARCIADEMERA, S.L.	44.691	49.482	26.300	20.184	46.484
ELÉCTRICA DE CABAÑAS, S.L.	220.313	228.671	121.540	91.528	213.069
ELÉCTRICA DE GRES, S.L.	160.753	177.475	94.329	73.100	167.429
ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L.	1.476.259	1.616.024	858.928	645.604	1.504.532
ELECTRICA CORVERA, S.L.	1.009.298	1.079.160	573.581	426.218	999.800
FUCIÑOS RIVAS, S.L.	773.411	843.267	448.202	336.270	784.473
ELECTRICA LOS MOLINOS, S.L.	1.716.116	1.526.269	811.223	610.107	1.421.330
HIDROELECTRICA DEL ARNEGO, S.L.	366.035	397.233	211.132	160.471	371.603
SAN MIGUEL 2000 DISTRIBUCION, S.L.S.U.	533.398	578.817	307.645	233.901	541.546
SUCESORES DE MANUEL LEIRA, S.L.	325.796	358.571	190.583	144.858	335.441
BERRUEZA, S.A.	1.045.633	1.131.767	601.542	457.281	1.058.823
BLAZQUEZ, S.L.	522.351	582.434	309.568	231.007	540.575
CENTRAL ELECTRICA MITJANS, SL	157.545	176.063	93.579	70.435	164.014
CENTRAL ELECTRICA SAN FRANCISCO, S.L.	574.258	635.945	338.009	256.969	594.978
DISTRIBUCION ELECTRICA LAS MERCEDES, S.L.	618.594	687.749	365.543	278.391	643.934
ELECTRICA DE CANILES, S.L.	354.188	396.201	210.583	158.118	368.701
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE RELLEU S.L	427.829	476.406	253.213	189.057	442.270
ELECTRA ADURIZ SA	2.935.047	3.226.294	1.714.797	1.314.072	3.028.869
ELECTRA AVELLANA, S.L.	372.522	821.512	436.639	331.440	768.079
ELECTRA CASTILLEJENSE, S.A.	514.154	563.469	299.488	225.885	525.373
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.	30.081	33.225	17.659	13.721	31.380
ELECTRA SAN CRISTOBAL, S.L.	419.426	460.376	244.693	183.772	428.464
ELECTRICA BELMEZANA, S.A.	442.097	476.338	253.177	188.952	442.128
ELECTRICA LA VICTORIA DE FUENCALIENTE, S.A	230.838	257.360	136.789	103.336	240.125
ELECTRICA LOS PELAYOS, S.A.	496.292	533.169	283.383	213.597	496.981
ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS	1.066.001	1.186.122	630.432	473.249	1.103.682

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
REMEDIOS, S.L.					
ELECTRICITAT LA AURORA, SLU	509.758	561.869	298.637	225.306	523.943
ELECTRO DISTRIBUCION DE ALMODOVAR DEL CAMPO, S.A.	1.023.755	994.610	528.642	393.896	922.538
ELECTRO MOLINERA DE VALMADRIGAL, S.L.	1.354.196	1.505.175	800.011	604.551	1.404.562
EMPRESA DE ELECTRICIDAD SAN JOSE, S.A.	444.226	493.008	262.037	197.477	459.515
HIDROELECTRICA DE SAN CIPRIANO DE RUEDA, S.L.	319.060	347.864	184.892	143.026	327.918
HIDROELECTRICA VIRGEN DE CHILLA, S.L.	1.227.648	1.331.869	707.898	535.633	1.243.530
LA ERNESTINA, S.A.	673.692	747.414	397.256	299.602	696.857
DIELENOR, S.L.	1.325.991	1.464.522	778.404	582.898	1.361.302
DISTRIBUIDORA D'ENERGIA ELECTRICA DEL BAGES, S.A.	1.365.452	1.505.757	800.320	621.141	1.421.461
ENERGÉTICA DE ALCOCER, S.L.U.	811.139	906.533	481.829	362.628	844.457
INPECUARIAS VILLARALTO S.L	242.479	265.804	141.277	105.184	246.461
GRACIA UNZUETA HIDALGO E HIJOS, S.L.	232.696	253.349	134.657	101.699	236.356
AURORA GINER REIG, S.L.	67.872	75.552	40.156	30.550	70.706
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ARDALES, S.L.	384.674	432.275	229.757	170.384	400.141
ELECTRA SIERRA MAGINA, S.L.	414.883	460.691	244.861	187.568	432.429
ELECTRICA HERMANOS CASTRO RODRIGUEZ, S.L	309.980	344.509	183.109	138.032	321.141
HIDROELECTRICA VEGA, S.A.	1.634.962	1.723.230	915.909	688.385	1.604.294
HIJO DE JORGE MARTIN, S.A.	221.428	243.475	129.409	98.221	227.630
JOSE RIPOLL ALBANELL SL	273.700	286.239	152.138	113.893	266.031
JOSEFA GIL COSTA, S.L.	28.885	32.352	17.195	12.865	30.060
LEANDRO PEREZ ALFONSO, S.L.	611.380	645.236	342.948	261.164	604.111
SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ELORRIO, S.A.	190.791	211.045	112.172	83.694	195.866
SOCIEDAD ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS DESAMPARADOS, S. L.	1.015.803	1.099.382	584.329	437.761	1.022.091
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE GAUCIN, S.L.	535.282	575.936	306.114	229.641	535.755
ELECTRA ALVARO BENITO, S.L.	130.648	145.199	77.174	57.075	134.249
ELÉCTRICA CAMPOSUR, S.L.	210.908	222.273	118.139	89.419	207.558
ELECTRICA DE ERISTE S.L.	98.927	109.870	58.397	44.714	103.111
ELECTRICIDAD HIJATE, S.L.	207.637	231.952	123.284	92.897	216.181
JUAN N. DIAZ GALVEZ Y HERMANOS, S.L.	763.138	841.141	447.072	333.438	780.510
ELÉCTRICA DE CHERA, S.C.V.	102.126	114.451	60.832	45.447	106.279
HIDROELECTRICA GOMEZ,	175.649	195.042	103.666	78.943	182.609

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
S.L.U.					
HIDROELECTRICA DE ALARAZ, S.L.	140.522	155.015	82.392	64.221	146.613
ISMAEL BIOSCA, S.L.	611.335	685.654	364.430	271.686	636.116
ELECTRICA SAN SERVAN, S.L.	460.324	496.982	264.149	197.818	461.967
HIDROELECTRICA EL CARMEN, S.L.	1.813.201	2.018.981	1.073.102	803.145	1.876.248
ELECTRA LA LOMA, S.L.	486.242	537.183	285.516	213.742	499.258
ELECTRA LA ROSA, S.L.	164.550	183.568	97.568	73.801	171.369
ELECTRICA SAN GREGORIO, S.L.	91.206	101.816	54.116	40.438	94.554
HEREDEROS DE GARCIA BAZ, S.L.	113.540	127.164	67.589	50.573	118.161
SIERRO DE ELECTRICIDAD, S.L.	49.804	55.787	29.651	22.186	51.837
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD MARTOS MARIN, S.L.	217.217	236.823	125.873	94.152	220.025
DISTRIBUIDORA ELECTRICA CARRION, S.L.	382.745	424.720	225.742	170.304	396.046
HELIODORA GOMEZ, S.A.	191.445	213.069	113.248	86.217	199.465
LUIS RANGEL Y HNOS, S.A.	599.154	656.928	349.162	262.270	611.432
SERVILIANO GARCIA, S.A.	1.182.301	1.307.840	695.126	521.313	1.216.439
ELECTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V. L.	1.422.434	1.579.642	839.591	629.578	1.469.169
JOSE FERRE SEGURA E HIJOS, S.R.L.	1.204.807	1.328.578	706.148	531.365	1.237.513
ELECTRA JOSE ANTONIO MARTINEZ, S.L.	119.063	125.882	66.907	50.835	117.742
ELECTRICIDAD PASTOR, S.L.	546.334	611.192	324.853	244.459	569.311
HIJOS DE FELIPEGARCIA ALVAREZ S.L.	107.254	118.710	63.095	48.735	111.830
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE CASTELLAR, S.C.V.	514.886	574.643	305.427	230.707	536.134
COOPERATIVA ELECTRICA ALBATERENSE, COOP.V.	1.035.624	1.144.347	608.228	457.811	1.066.039
ELECTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	370.817	404.369	214.925	160.851	375.776
COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELECTRICO DE CAMPRODON S.C.C.L.	275.959	308.651	164.050	123.246	287.296
ELÉCTRICA ALGIMIA DE ALFARA, S.C.V.	117.311	131.671	69.984	52.433	122.417
ELECTRICA DE VINALES SCV	317.763	356.272	189.361	141.275	330.637
ELECTRICA DE DURRO, SL	52.467	58.040	30.848	23.055	53.903
ELECTRICA DE GUADASUAR, SDAD. COOP. V.	981.038	1.032.141	548.590	409.544	958.134
ELECTRICA DE SOT DE CHERA S.C.V.	131.852	137.664	73.170	54.947	128.117

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
ELECTRICA NUESTRA SEÑORA DE GRACIA S.C.V.	1.139.165	1.226.985	652.151	487.370	1.139.521
ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMB. CASABLANCA S.C.V.	163.087	182.726	97.120	72.604	169.724
FLUIDO ELECTRICO DE MUSEROS, S. C. VALENCIANA	258.249	289.432	153.835	114.922	268.757
DELGICHI, S.L.	38.590	43.265	22.996	17.162	40.158
DIELEC GUERRERO LORENTE, S.L.	73.982	82.798	44.007	33.001	77.008
DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD VALLE DE SANTA ANA SL	98.876	110.897	58.943	43.934	102.877
DISTRIBUIDORA ELECTRICA GRANJA DE TORREHERMOSA, S.L.	333.999	373.840	198.699	148.949	347.647
ELECTRICA SANTA CLARA, S.L.	337.498	375.895	199.791	152.029	351.819
EMPRESA ELECTRICA MARTIN SILVA POZO, S.L.	486.049	507.934	269.970	202.043	472.013
HIDROELECTRICA SAN BUENAVENTURA, S.L.	264.431	287.323	152.714	113.450	266.164
HIDROELECTRICA SANTA TERESA, S.L.	64.739	63.895	33.961	26.222	60.183
HIJOS DE CASIANO SANCHEZ, S.L.	53.702	59.082	31.403	23.569	54.972
SOCIEDAD ELECTRICA JEREZ DEL MARQUESADO S.A.	161.312	168.335	89.471	68.523	157.994
SUMINISTROS ELECTRICOS DE AMIEVA, S.L.	210.112	225.275	119.735	92.070	211.805
HIDROELECTRICA DOMINGUEZ, S.L.	55.335	61.092	32.471	24.975	57.446
ELECTRA CONILENSE, S.L.U.	2.809.263	3.058.214	1.625.462	1.213.630	2.839.092
DISTRIBUCIONES ELECTRICAS PORTILLO, S.L.	1.072.788	1.203.089	639.450	476.845	1.116.295
ELECTRICA DE JAFRE, S.A.	649.448	714.207	379.606	287.869	667.474
ELECTRICA LOS LAURELES, S.L.	272.105	303.948	161.551	121.300	282.851
ELECTRICA SAN JOSE OBRERO, S.L.	162.341	177.538	94.363	70.370	164.733
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGETICAS, S.A.	464.771	519.372	276.050	206.447	482.497
C. MARCIAL CHACON E HIJOS, S.L.	1.449.050	1.623.979	863.156	644.852	1.508.008
ELECTRICA MORO BENITO, S.L.	110.879	123.416	65.596	49.782	115.378
FUENTES Y COMPAÑIA, S.L.	880.789	948.292	504.023	378.296	882.320
LA ELECTRICA DE VALL DE EBO, S.L.	70.881	79.491	42.250	31.504	73.754
ANTOLINA RUIZ RUIZ, S.L.U.	28.372	31.228	16.598	13.012	29.610
DISTRIBUCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL NOROESTE, S.L.	39.844	44.433	23.617	17.880	41.497

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
ELECTRA DE ZAS, S.L.	230.778	256.922	136.556	103.983	240.539
HIDROELECTRICA DEL CABRERA, SL	232.659	258.586	137.440	102.437	239.877
ELECTRICIDAD LA ASUNCION, S.L.	58.630	65.341	34.729	26.340	61.069
SOCIEDAD ELECTRICA DE RIBERA DEL FRESNO, S.L.	396.859	391.324	207.991	156.578	364.569
ALSET ELECTRICA, S.L.	983.503	1.060.370	563.594	427.363	990.957
ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.	195.574	214.730	114.130	87.855	201.985
ELECTRA VALDIVIELSO, S.A.	61.281	67.781	36.026	27.786	63.812
EMPRESA ELECTRICA DE SAN PEDRO, S.L.	714.390	703.348	373.835	283.206	657.041
ELECTRICA ABENGIBRENSE DISTRIBUCION, S.L.	159.331	173.003	91.953	73.063	165.015
ELECTRICA DE LA SERRANIA DE RONDA, S.L.	1.070.068	1.173.161	623.543	479.130	1.102.673
EBROFANAS, S.L.	145.937	154.973	82.369	63.698	146.067
ELECTRICA SAGRADO CORAZON DE JESUS, S.L.	185.954	206.275	109.637	82.299	191.936
DISTRIBUIDORA ELECTRICA MONESTERIO, S.L.U.	1.646.511	1.797.714	955.497	716.731	1.672.228
DISTRIBUIDORA ELECTRICA BRAVO SAEZ, S.L.	240.757	262.635	139.592	110.050	249.642
ELECTRICA NUESTRA SEÑORA DE LOS SANTOS, S.L.	611.660	659.774	350.674	266.486	617.160
MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.	98.082	109.952	58.440	43.627	102.068
VARGAS Y COMPAÑIA ELECTRO HARINERA SAN RAMON, S.A.	438.862	472.579	251.179	189.111	440.290
ELECTRA DE SANTA COMBA, S.L.	1.479.318	1.589.354	844.753	631.673	1.476.426
ICASA DISTRIBUCION ENERGIA, S.L.	32.691	36.626	19.467	14.556	34.023
DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DEL ERIA, S.L.	71.022	78.219	41.574	32.535	74.109
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA ISABA, S.L.U.	87.969	98.065	52.122	39.503	91.626
ENERFRIAS SL	129.110	138.305	73.510	56.022	129.532
CENTRAL ELECTRICA SAN ANTONIO, S.L.	624.008	682.880	362.955	274.213	637.168
ELECTRA CUNTIENSE, S.L.	495.904	542.529	288.358	218.486	506.844
ELECTRICAS DE BENUZA, S.L.	193.208	215.174	114.367	86.903	201.270
RODALEC, S.L.	125.815	138.598	73.666	55.029	128.695
ELECTRICA DEL HUEBRA, S.L.	85.244	94.380	50.164	37.883	88.046
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE NAVASFRIAS S.L.	179.601	200.643	106.643	80.343	186.986
ELECTRICA MESTANZA R.V., S.L.	79.875	89.354	47.492	35.651	83.143
HIDROELECTRICA DE	1.078.871	1.207.619	641.858	481.063	1.122.921

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
CATALUNYA, S.L.					
ELECTRICA DE CANTOÑA S.L.	170.315	89.382	47.507	35.606	83.114
ELECTRICA GILENA, S.L.U.	355.046	391.497	208.083	155.196	363.279
ENERGIAS DE PANTICOSA S.L.	289.293	319.300	169.710	127.457	297.167
HEREDEROS DE EMILIO GAMERO, S.L.	752.721	819.788	435.723	324.375	760.098
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MONTOLIU SL	85.281	95.407	50.710	38.063	88.772
ELECTRICA BAÑESA, S.L.	80.822	90.733	48.225	35.857	84.083
GLORIA MARISCAL, S.L.	114.517	125.092	66.487	49.419	115.906
RUIZ DE LA TORRE, S.L.	967.005	1.060.859	563.854	419.258	983.112
LUZ DE CELA, S.L.	130.648	141.175	75.036	57.171	132.206
ELECTRICA SAN MARCOS, S.L.	43.763	48.997	26.042	19.505	45.547
ELÈCTRICA CURÓS, S.L.	532.267	585.449	311.170	233.456	544.627
ELECTRA VALDIZARBE, S.A.	1.149.680	1.270.080	675.056	513.208	1.188.264
ELECTRICA LATORRE, S.L.	483.539	519.084	275.897	208.975	484.872
ELECTRICA DE CASTRO CALDELAS S.L.	195.578	218.207	115.979	87.382	203.360
EL PROGRESO DEL PIRINEO-HEREDEROS DE FRANCISCO BOLLÓ QUELLA, S.L.	444.272	494.294	262.721	200.180	462.901
MONTESLUZ DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.	340.939	376.419	200.069	150.159	350.229
EMILIO PADILLA E HIJOS, S.L.	116.914	127.292	67.656	51.423	119.079
SALTOS DEL CABRERA,SL	258.121	286.838	152.456	114.694	267.150
DISTRIBUCION ENERGIA ELECTRICA DE PARCENT, S.L.	160.796	180.450	95.911	71.394	167.304
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA TORRECILLAS VIDAL, S.L.	148.877	159.375	84.709	63.391	148.100
CENTRAL ELECTRICA INDUSTRIAL, S.L.U.	188.854	198.745	105.634	79.886	185.521
HIDROELECTRICA EL CERRAJON, S.L.	114.475	127.809	67.931	51.267	119.199
HIDROELECTRICA JOSE MATANZA GARCIA, S.L.	211.556	225.145	119.666	92.245	211.911
DISTRIBUCION Y ELECTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L.	118.712	132.093	70.208	53.481	123.689
FELIPE BLAZQUEZ, S.L.	178.330	199.478	106.024	79.625	185.649
INPECUARIAS TORRECAMPO S.L	215.154	176.086	93.591	69.563	163.154
E. SAAVEDRA, S.A.	330.939	365.585	194.311	150.846	345.157
JUAN Y FRANCISCO ESTEVE MAS S.L.	61.747	69.025	36.687	27.595	64.282
LUZ ELECTRICA LOS MOLARES S.L	309.359	345.119	183.433	137.269	320.703
SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A. (SUCSA)	451.044	502.521	267.093	207.802	474.895

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
HEREDEROS DE CARLOS OLTRA, S.L.	44.339	49.417	26.266	19.920	46.185
COMPANÍA ELÉCTRICA DE FÉREZ, S.L.	341.636	379.815	201.874	153.221	355.095
ELECTRA SALTEA, S.L.U.	775.412	833.900	443.224	330.120	773.344
ELECTRICAS SANTA LEONOR, S.L.	111.927	124.695	66.276	50.308	116.585
EMDECORIA, S.L.	1.219.054	1.356.090	720.771	538.101	1.258.872
HIJOS DE FRANCISCO ESCASO S.L.	1.150.704	1.286.037	683.537	514.545	1.198.083
MILLARENSE DE ELECTRICIDAD, S.A.U. .	112.521	125.511	66.710	50.474	117.184
MUNICIPAL ELECTRICA VILORIA, S.L.	109.599	122.278	64.992	49.147	114.139
ELECTRA LA HONORINA, S.L.	176.503	196.267	104.317	79.611	183.928
ELECTRA SAN BARTOLOME, S.L.	236.869	262.973	139.772	104.441	244.213
ELECTRICA DEL GUADALFEO, S.L.	412.370	456.352	242.554	182.838	425.392
ELECTRICA SANTA MARTA Y VILLALBA, S.L.	1.022.261	1.136.949	604.296	453.860	1.058.156
HEREDEROS DE MARIA ALONSO CALZADA. VENTA DE BAÑOS S.L.	77.798	86.124	45.775	34.572	80.348
HIJOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.	86.805	96.929	51.519	38.557	90.076
ELECTRICA DE VER, S.L.	31.431	34.265	18.212	14.436	32.649
ELECTRADISTRIBUCIÓN CENTELLES, S.L.	1.452.377	1.588.511	844.304	639.484	1.483.789
MANUEL ROBRES CELADES, S.L.U.	55.229	61.576	32.728	24.699	57.427
ELECTRA DEL FOXO, S.L.	332.526	346.868	184.363	140.417	324.780
DISTRIBUCION ELECTRICA DE ALCOLECHA, S.L.	31.006	34.632	18.407	13.878	32.285
LUZ ELECTRICA DE ALGAR, S.L.U.	414.521	462.648	245.901	185.774	431.675
EMPRESA MUNICIPAL D'ENERGIA ELECTRICA TORRES DEL SEGRE, S.L.	371.639	405.811	215.691	164.368	380.059
ELEC VALL DE BOI, S.L.	69.622	78.013	41.465	30.993	72.457
ELECTRICA DE VALDRIZ, S.L.	157.701	171.538	91.173	69.415	160.589
IGNALUZ JIMENEZ DE TORRES, S.L.	49.680	55.817	29.667	22.008	51.675
DISTRIBUIDORA ELECTRICA NIEBLA, S.L.	504.479	550.044	292.352	220.974	513.327
TOLARGI, S.L.	1.331.967	1.491.659	792.827	591.098	1.383.925
ELECTRICA DEL MONTSEC, S.L.	324.991	361.746	192.270	146.314	338.585
ELECTRO SALLENT DE GALLEGO S.L.	236.192	253.256	134.607	102.143	236.750
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE	186.450	206.637	109.829	83.724	193.553

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
CATOIRA, S.A.					
ELÉCTRICA DEL POZO, S.COOP.M.	380.732	417.684	222.002	175.558	397.559
AFRODISIO PASCUAL ALONSO, S.L.	153.526	171.430	91.116	68.751	159.867
ENERGIAS DE BENASQUE SL	761.077	846.964	450.167	339.921	790.088
DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DE POZUELO, S.A.	104.023	110.340	58.646	46.439	105.085
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CASAS DE LAZARO, S.A.	183.673	197.719	105.089	87.274	192.363
DISTRIBUCIONES ALNEGA, S.L.	52.795	59.201	31.466	23.474	54.940
ELECTRO ESCARRILLA, S.L.	68.675	76.966	40.908	30.563	71.471
ELECTRICA DE ALBERGUERIA, S.A.	343.313	380.034	201.991	154.539	356.529
EMPRESA ELECTRICA DE JORQUERA, S.L.	45.796	50.209	26.686	21.146	47.832
HIDROELECTRICA COTO MINERO DISTRIBUCION, S.L.U.	189.290	210.064	111.651	85.630	197.281
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ	6.233.856	6.953.988	3.696.092	2.771.818	6.467.910
INDUSTRIAL BARCALESA, S.L.	316.994	353.599	187.940	141.717	329.657
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA D'ALBATÀRREC, SL	257.523	281.506	149.623	112.151	261.773
ELECTRA ORBAICETA, S.L.	35.312	38.361	20.389	16.547	36.936
DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENERQUINTA SL	87.055	94.339	50.142	37.228	87.370
ELECTRICAS DE VILLAHERMOSA, S.A.	72.114	80.991	43.047	31.971	75.019
ALARCON NAVARRO EMPRESA ELECTRICA, S.L.	310.277	336.997	179.116	133.784	312.900
ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A.	145.088	162.117	86.166	64.888	151.054
HIDROFLAMICELL, S.L.	633.375	703.364	373.843	286.311	660.154
SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÉCTRICA DE LLAVORSÍ, S.L.	109.116	118.264	62.858	47.196	110.055
HELIODORO CHAFER, S.L.	311.613	347.467	184.681	139.863	324.545
CENTRAL ELECTRICA DE POZO- LORENTE, S.L.	95.918	106.217	56.455	43.549	100.005
PEDRO SANCHEZ IBAÑEZ S.L.	268.054	278.187	147.858	112.583	260.441
AGRUPACION DISTRIBUIDORA DE ESCUER S.L.	19.361	20.297	10.788	8.220	19.008
LEINTZARGI S.L	28.993	32.461	17.253	12.922	30.175
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE PONTS S.L. (D.E.P. S.L.)	101.392	112.982	60.051	45.550	105.601
ELECTRICA POPULAR, S.COOP.MAD	293.601	323.592	171.991	128.988	300.979
LA SINARQUENSE S.L.U.	168.508	189.069	100.491	74.845	175.336
SERVICIOS Y SUMINISTROS	131.805	137.508	73.086	56.115	129.202

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
MUNICIPALES ARAS, S.L.U.					
FUERZAS ELÉCTRICAS DE BOGARRA S.A. (FEBOSA)	462.616	508.350	270.191	207.016	477.207
EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA D'ALMENAR, SLU	628.974	696.676	370.288	276.944	647.232
ELECTRA TUDANCA, S.L.	78.946	82.269	43.727	33.169	76.896
ELECTRICA ANTONIO MADRID SL	199.241	225.553	119.883	92.108	211.991
DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS TALAYUELAS, S.L.	235.142	253.338	134.651	103.831	238.482
EMPRESA ELÉCTRICA DEL CABRIEL S.L.	114.435	121.689	64.678	52.489	117.167
SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES DE CHULILLA, S.L.	134.299	143.136	76.078	57.874	133.952
SUMINISTROS TARRASENSES, S.A ACTUAL CATENERIBAS S.L.U.	37.554	40.155	21.343	16.262	37.605
SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÈCTRICA DE TÍRVIA SL	26.694	29.894	15.889	11.895	27.784
SUMINISTROS ELECTRICOS ISABENA, S.L.	194.795	215.815	114.707	85.309	200.016
ELEKTRA URDAZUBI S.L.	245.283	274.068	145.669	109.692	255.361
ELECTRICA COSTUR, SL	70.326	78.748	41.855	31.340	73.196
TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA SLU.	62.119	69.676	37.033	27.607	64.640
ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	632.472	706.012	375.250	281.394	656.644
ENERGIAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.	106.273	119.107	63.306	47.277	110.583
GESTION DEL SERVICIO ELECTRICO HECHO S.L	166.894	184.904	98.278	75.718	173.996
ALCONERA DE ELECTRICIDAD, S.L.	200.581	173.705	92.325	69.219	161.544
ELÉCTRICAS TUEJAR S.L.	225.194	251.977	133.927	100.493	234.420
ELÉCTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.	79.492	83.028	44.130	32.963	77.093
ELECTRO-HARINERA BELSETANA, S. COOP.	32.255	35.887	19.074	14.533	33.608
LA CONSTANCIA-ARÉN, S.L.	77.982	85.091	45.227	36.271	81.498
DISTRIBUIDORA ELECTRICA VALLE DE ANSO S.L.	87.476	97.732	51.945	39.139	91.084
ELECTRICA SUDANELL S.L	157.483	162.885	86.574	64.465	151.040
ELECTRICAS HIDROBESORA, S.L.	89.503	100.567	53.452	39.649	93.101
ELECTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	149.796	177.600	94.396	72.284	166.680
LLUM D ' AÍN, S.L.	44.416	49.888	26.516	20.084	46.600
ELÉCTRICAS LA ENGUERINA,	220.538	242.020	128.635	98.733	227.369

EMPRESA	RETRIBUCIONES				
	2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
S.L.					
COOP. VALENCIANA ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO	37.729	40.627	21.593	18.318	39.911
ELÉCTRICA DE MALCOCINADO S.L.U.	107.732	119.700	63.622	48.653	112.275
ELECTRICAS DE VALLANCA, S.L.	47.607	52.967	28.153	21.451	49.603
ELECTRO MANZANEDA, S.L.	145.150	158.032	83.995	67.750	151.745
ELECTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT, SL	429.185	473.560	251.701	196.016	447.717
DISTRIBUCIONES ELECTRICAS GISTAIN S.L.	21.595	24.145	12.833	9.649	22.482
ENERGÍAS DEL ZINQUETA, S.L.	56.048	62.840	33.400	24.922	58.321
ELECTRA DEL LLOBREGAT ENERGIA, S.L.	185.266	175.537	93.299	69.025	162.324
SAMPOL ENERGIA	137.577	154.291	82.007	60.610	142.617
ELECTRA REDENERGIA SL	1.184.161	1.226.827	652.067	481.261	1.133.328
TOTAL	320.867.790	348.304.536	185.126.247	139.413.247	324.539.494

**ANEXO VII. RETRIBUCIÓN PARA LOS
AÑOS 2013 Y 2014 DE LAS
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON
MENOS DE 100.000 CLIENTES
CONECTADOS A SUS REDES, DE
CONSIDERARSE LOS RECIENTES
INFORMES EMITIDOS POR LA CNMC
RELATIVOS A LA REVISIÓN DE LA
RETRIBUCIÓN DE ALGUNAS DE
ESTAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

ANEXO VII. RETRIBUCIÓN PARA LOS AÑOS 2013 Y 2014 DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES, DE CONSIDERARSE LOS RECIENTES INFORMES EMITIDOS POR LA CNMC RELATIVOS A LA REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE ALGUNAS DE ESTAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-014	AGRI-ENERGIA ELECTRICA, SA	6.313.166	6.962.542	3.700.638	2.814.678	6.515.317
R1-015	BASSOLS ENERGIA S.A.	11.601.915	12.466.609	6.626.088	5.029.076	11.655.164
R1-016	ELECTRA CALDENSE, S.A.	4.984.605	4.696.247	2.496.087	1.873.584	4.369.671
R1-017	ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.	5.416.557	5.304.467	2.819.361	2.157.999	4.977.359
R1-018	ESTABANELL Y PAHISA ENERGIA, S.A.	17.275.513	19.113.312	10.158.856	7.640.304	17.799.160
R1-019	ELECTRICA DEL EBRO,S.A.	3.305.694	3.617.447	1.922.698	1.455.050	3.377.748
R1-020	PRODUCTORA ELECTRICA URGELENSE, S.A. (PEUSA)	3.620.429	4.029.484	2.141.699	1.613.658	3.755.356
R1-021	SUMINISTRADORA ELECTRICA DE CADIZ, S.A.	19.004.469	21.099.750	11.214.661	8.403.497	19.618.158
R1-022	CENTRAL ELECTRICA SESTELO Y CIA, S.A.	4.736.391	5.080.842	2.700.502	2.025.873	4.726.375
R1-023	HIDROELECTRICA DEL GUADIELA I, S.A.	3.499.729	3.909.540	2.077.947	1.565.813	3.643.760
R1-024	COOPERATIVA ELECTRICA ALBORENSE, S.A.	119.422	133.112	70.750	53.644	124.394
R1-025	INDUSTRIAS PECUARIAS DE LOS PEDROCHES, S.A.	5.195.361	5.626.983	2.990.780	2.241.261	5.232.040
R1-026	ENERGÁS DE ARAGÓN I, S. L. UNIPERSONAL	3.776.107	4.192.901	2.228.556	1.684.910	3.913.465
R1-027	COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.	8.517.320	9.277.695	4.931.158	3.699.813	8.630.971
R1-028	MEDINA GARVEY ELECTRICIDAD, S.L.U.	7.356.673	7.886.877	4.191.929	3.139.166	7.331.095
R1-029	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL SIL, S.L.	2.488.274	2.682.376	1.425.701	1.079.011	2.504.712
R1-030	EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA DISTRIBUCION, S.A.U.	8.791.106	9.536.414	5.068.670	3.815.268	8.883.938
R1-031	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENRIQUE GARCIA SERRANO, S. L.	206.431	247.965	131.795	104.416	236.211
R1-032	REPSOL ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, S.L.	2.869.497	3.217.280	1.710.006	1.275.772	2.985.779
R1-033	SDAD. COOP. VALENCIANA LTDA. BENEFICA DE CONS. DE ELECT. "SAN FRANCISCO DE ASIS" DE CREV.	4.106.477	4.534.686	2.410.217	1.803.013	4.213.230
R1-034	ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A. (EPRESA)	3.004.036	3.342.105	1.776.352	1.330.971	3.107.323
R1-035	ELECTRICA DEL OESTE DISTRIBUCION, S.L.U.	9.750.098	10.719.405	5.697.437	4.292.308	9.989.745
R1-036	DISTRIBUIDORA ELECTRICA BERMEJALES, S.L.	5.377.967	5.984.524	3.180.816	2.371.806	5.552.622

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-037	ELECTRA DEL CARDENER, SA	2.337.726	2.565.413	1.363.534	1.044.888	2.408.422
R1-038	ELECTRICA SEROSENSE DISTRIBUIDORA SL	2.979.059	3.255.739	1.730.448	1.293.385	3.023.832
R1-039	HIDROELECTRICA DE LARACHA, S.L.	2.080.801	2.185.653	1.161.689	872.823	2.034.512
R1-040	SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.	2.688.900	2.925.942	1.555.158	1.167.103	2.722.261
R1-041	ELECTRA ALTO MIÑO, S.A.	2.508.356	2.725.886	1.448.827	1.083.084	2.531.911
R1-042	UNION DE DISTRIBUIDORES DE ELECTRICIDAD, S.A. (UDESА)	3.597.188	3.938.957	2.093.582	1.564.935	3.658.518
R1-043	ANSELMO LEON DISTRIBUCION, S.L.	4.057.670	4.512.444	2.398.395	1.813.797	4.212.192
R1-044	COMPANÍA DE ELECTRICIDAD DEL CONDADO, S.A.	3.766.043	4.154.219	2.207.996	1.652.912	3.860.908
R1-045	ELECTRA DE AUTOL, S.A.	1.194.908	1.338.650	711.502	531.999	1.243.501
R1-046	DISTRIBUIDORA ELECTRICA TENTUDIA. S.L.U	1.762.239	1.908.590	1.014.429	762.207	1.776.636
R1-047	FELIX GONZALEZ, S.A.	3.199.977	3.581.567	1.903.627	1.419.262	3.322.889
R1-048	LA PROHIDA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L	1.175.276	1.305.166	693.705	526.463	1.220.168
R1-049	ELECTRICAS PITARCH DISTRIBUCION, S.L.U.	8.335.467	8.358.854	4.442.788	3.361.017	7.803.805
R1-050	HIJOS DE JACINTO GUILLEN DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L.U.	2.566.550	2.866.962	1.523.810	1.145.552	2.669.363
R1-051	JUAN DE FRUTOS GARCIA, S.L.	1.126.605	1.240.968	659.583	497.339	1.156.922
R1-052	LESA ELECTRICITAT S.L.	2.034.764	1.606.388	853.806	641.746	1.495.552
R1-053	DIELESUR, S.L.	2.395.702	2.633.358	1.399.648	1.045.024	2.444.671
R1-054	ENERGIA DE MIAJADAS, S.A.	3.434.521	3.828.044	2.034.632	1.516.347	3.550.978
R1-055	AGUAS DE BARBASTRO ELECTRICIDAD, S.A.	1.902.451	2.110.758	1.121.882	842.713	1.964.595
R1-056	VALL DE SOLLER ENERGÍA S.L.U (EL GAS, S.A.)	2.669.012	2.928.980	1.556.773	1.161.493	2.718.266
R1-057	ROMERO CANDAU, S.L.	1.726.937	1.882.431	1.000.525	754.386	1.754.911
R1-058	HIDROELECTRICA DE SILLEDA, S.L.	1.900.272	2.051.833	1.090.563	827.970	1.918.533
R1-059	GRUPO ELECTRIFICACION RURAL SOCIEDAD COOPERATIVA	2.143.311	2.328.050	1.237.374	960.852	2.198.226
R1-060	SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V.	2.423.754	2.108.743	1.120.811	845.866	1.966.678
R1-061	OÑARGI, S.L.	1.122.648	1.226.438	651.860	486.073	1.137.933
R1-062	SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	2.961.736	3.284.021	1.745.480	1.303.365	3.048.845
R1-063	COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA CATRALENSE, COOP. V.	796.608	855.628	454.772	342.492	797.264
R1-064	ELECTRA DE CARBAYIN, S.A.	945.755	1.053.196	559.781	422.313	982.094
R1-065	ELÉCTRICA DE GUIXÉS, S.L.	700.550	711.631	378.237	283.775	662.012
R1-066	ELECTRICA VAQUER, S.A.	766.141	813.576	432.421	326.168	758.590
R1-067	HERMANOS CABALLERO REBOLLO, S.L.	141.357	157.948	83.950	63.214	147.165

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-068	COMPANÍA DE ELECTRIFICACION, S.L.	592.362	650.694	345.848	258.407	604.256
R1-069	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MELON, S.L.	265.732	294.438	156.496	120.178	276.674
R1-070	ELECTRA DE CABALAR, S.L.	334.544	362.166	192.494	145.575	338.069
R1-071	ELECTRA DEL GAYOSO, S.L.	512.105	552.878	293.858	220.123	513.981
R1-072	ELECTRA DEL NARAHÍO, S.A.	1.062.989	1.156.626	614.755	464.314	1.079.068
R1-073	ELECTRICA DE BARCIADEMERA, S.L.	44.691	49.482	26.300	20.184	46.484
R1-074	ELÉCTRICA DE CABAÑAS, S.L.	220.313	228.671	121.540	91.528	213.069
R1-075	ELÉCTRICA DE GRES, S.L.	160.753	177.475	94.329	73.100	167.429
R1-076	ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L.	1.476.259	1.616.024	858.928	645.604	1.504.532
R1-077	ELECTRICA CORVERA, S.L.	1.009.298	1.079.160	573.581	426.218	999.800
R1-078	FUCIÑOS RIVAS, S.L.	773.411	843.267	448.202	336.270	784.473
R1-079	ELECTRICA LOS MOLINOS, S.L.	1.716.116	1.526.269	811.223	610.107	1.421.330
R1-080	HIDROELECTRICA DEL ARNEGO, S.L.	366.035	397.233	211.132	160.471	371.603
R1-081	SAN MIGUEL 2000 DISTRIBUCION, S.L.S.U.	533.398	578.817	307.645	233.901	541.546
R1-082	SUCESORES DE MANUEL LEIRA, S.L.	325.796	358.571	190.583	144.858	335.441
R1-083	BERRUEZA, S.A.	1.045.633	1.131.767	601.542	457.281	1.058.823
R1-084	BLAZQUEZ, S.L.	522.351	582.434	309.568	231.007	540.575
R1-085	CENTRAL ELECTRICA MITJANS, SL	157.545	176.063	93.579	70.435	164.014
R1-086	CENTRAL ELECTRICA SAN FRANCISCO, S.L.	580.058	642.403	341.442	259.578	601.020
R1-087	DISTRIBUCION ELECTRICA LAS MERCEDES, S.L.	618.594	687.749	365.543	278.391	643.934
R1-088	ELECTRICA DE CANILES, S.L.	354.188	396.201	210.583	158.118	368.701
R1-089	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE RELLEU S.L	427.829	476.406	253.213	189.057	442.270
R1-090	ELECTRA ADURIZ SA	2.935.047	3.226.294	1.714.797	1.314.072	3.028.869
R1-091	ELECTRA AVELLANA, S.L.	981.473	1.080.289	574.181	435.843	1.010.024
R1-092	ELECTRA CASTILLEJENSE, S.A.	514.154	563.469	299.488	225.885	525.373
R1-093	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.	30.081	33.225	17.659	13.721	31.380
R1-094	ELECTRA SAN CRISTOBAL, S.L.	419.426	460.376	244.693	183.772	428.464
R1-095	ELECTRICA BELMEZANA, S.A.	442.097	476.338	253.177	188.952	442.128
R1-096	ELECTRICA LA VICTORIA DE FUENCALIENTE, S.A	230.838	257.360	136.789	103.336	240.125
R1-097	ELECTRICA LOS PELAYOS, S.A.	496.292	533.169	283.383	213.597	496.981
R1-098	ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS REMEDIOS, S.L.	1.066.001	1.186.122	630.432	473.249	1.103.682
R1-099	ELECTRICITAT LA AURORA, SLU	509.758	561.869	298.637	225.306	523.943
R1-100	ELECTRO DISTRIBUCION DE ALMODOVAR DEL CAMPO, S.A.	1.023.755	994.610	528.642	393.896	922.538
R1-101	ELECTRO MOLINERA DE	1.354.196	1.505.175	800.011	604.551	1.404.562

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
	VALMADRIGAL, S.L.					
R1-102	EMPRESA DE ELECTRICIDAD SAN JOSE, S.A.	444.226	493.008	262.037	197.477	459.515
R1-103	HIDROELECTRICA DE SAN CIPRIANO DE RUEDA, S.L.	319.060	347.864	184.892	143.026	327.918
R1-104	HIDROELECTRICA VIRGEN DE CHILLA, S.L.	1.227.648	1.331.869	707.898	535.633	1.243.530
R1-105	LA ERNESTINA, S.A.	673.692	747.414	397.256	299.602	696.857
R1-106	DIELENOR, S.L.	1.325.991	1.464.522	778.404	582.898	1.361.302
R1-107	DISTRIBUIDORA D'ENERGIA ELECTRICA DEL BAGES, S.A.	1.365.452	1.505.757	800.320	621.141	1.421.461
R1-108	ENERGÉTICA DE ALCO CER, S.L.U.	811.139	906.533	481.829	362.628	844.457
R1-109	INPECUARIAS VILLARALTO S.L	242.479	265.804	141.277	105.184	246.461
R1-110	GRACIA UNZUETA HIDALGO E HIJOS, S.L.	232.696	253.349	134.657	101.699	236.356
R1-111	AURORA GINER REIG, S.L.	67.872	75.552	40.156	30.550	70.706
R1-112	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ARDALES, S.L.	384.674	432.275	229.757	170.384	400.141
R1-113	ELECTRA SIERRA MAGINA, S.L.	414.883	460.691	244.861	187.568	432.429
R1-114	ELECTRICA HERMANOS CASTRO RODRIGUEZ, S.L	309.980	344.509	183.109	138.032	321.141
R1-115	HIDROELECTRICA VEGA, S.A.	2.074.938	2.215.203	1.177.395	884.915	2.062.310
R1-116	HIJO DE JORGE MARTIN, S.A.	221.428	243.475	129.409	98.221	227.630
R1-117	JOSE RIPOLL ALBANELL SL	273.700	286.239	152.138	113.893	266.031
R1-118	JOSEFA GIL COSTA, S.L.	28.885	32.352	17.195	12.865	30.060
R1-119	LEANDRO PEREZ ALFONSO, S.L.	611.380	645.236	342.948	261.164	604.111
R1-120	SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ELORRIO, S.A.	190.791	211.045	112.172	83.694	195.866
R1-121	SOCIEDAD ELECTRICA NTRA. SRA. DE LOS DESAMPARADOS, S. L.	1.015.803	1.099.382	584.329	437.761	1.022.091
R1-122	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE GAUCIN, S.L.	535.282	575.936	306.114	229.641	535.755
R1-123	ELECTRA ALVARO BENITO, S.L.	130.648	145.199	77.174	57.075	134.249
R1-124	ELÉCTRICA CAMPOSUR, S.L.	210.908	222.273	118.139	89.419	207.558
R1-125	ELECTRICA DE ERISTE S.L.	98.927	109.870	58.397	44.714	103.111
R1-126	ELECTRICIDAD HIJATE, S.L.	207.637	231.952	123.284	92.897	216.181
R1-127	JUAN N. DIAZ GALVEZ Y HERMANOS, S.L.	763.138	841.141	447.072	333.438	780.510
R1-128	ELÉCTRICA DE CHERA, S.C.V.	102.126	114.451	60.832	45.447	106.279
R1-129	HIDROELECTRICA GOMEZ, S.L.U.	175.649	195.042	103.666	78.943	182.609
R1-130	HIDROELECTRICA DE ALARAZ, S.L.	140.522	155.015	82.392	64.221	146.613
R1-131	ISMAEL BIOSCA, S.L.	611.335	685.654	364.430	271.686	636.116
R1-132	ELECTRICA SAN SERVAN, S.L.	460.324	496.982	264.149	197.818	461.967
R1-133	HIDROELECTRICA EL CARMEN, S.L.	1.813.201	2.018.981	1.073.102	803.145	1.876.248

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-134	ELECTRA LA LOMA, S.L.	486.242	537.183	285.516	213.742	499.258
R1-135	ELECTRA LA ROSA, S.L.	164.550	183.568	97.568	73.801	171.369
R1-136	ELECTRICA SAN GREGORIO, S.L.	91.206	101.816	54.116	40.438	94.554
R1-137	HEREDEROS DE GARCIA BAZ, S.L.	113.540	127.164	67.589	50.573	118.161
R1-138	SIERRO DE ELECTRICIDAD, S.L.	49.804	55.787	29.651	22.186	51.837
R1-139	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD MARTOS MARIN, S.L.	217.217	236.823	125.873	94.152	220.025
R1-140	DISTRIBUIDORA ELECTRICA CARRION, S.L.	382.745	424.720	225.742	170.304	396.046
R1-141	HELIODORA GOMEZ, S.A.	191.445	213.069	113.248	86.217	199.465
R1-142	LUIS RANGEL Y HNOS, S.A.	599.154	656.928	349.162	262.270	611.432
R1-143	SERVILIANO GARCIA, S.A.	1.182.301	1.307.840	695.126	521.313	1.216.439
R1-145	ELECTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V. L.	1.422.434	1.579.642	839.591	629.578	1.469.169
R1-146	JOSE FERRE SEGURA E HIJOS, S.R.L.	1.204.807	1.328.578	706.148	531.365	1.237.513
R1-147	ELECTRA JOSE ANTONIO MARTINEZ, S.L.	119.063	125.882	66.907	50.835	117.742
R1-148	ELECTRICIDAD PASTOR, S.L.	546.334	611.192	324.853	244.459	569.311
R1-149	HIJOS DE FELIPEGARCIA ALVAREZ S.L.	107.254	118.710	63.095	48.735	111.830
R1-150	COOPERATIVA ELÉCTRICA DE CASTELLAR, S.C.V.	514.886	574.643	305.427	230.707	536.134
R1-151	COOPERATIVA ELECTRICA ALBATERENSE, COOP.V.	1.035.624	1.144.347	608.228	457.811	1.066.039
R1-152	ELECTRICA DE MELIANA, SOCIEDAD COOPERATIVA VALENCIANA	370.817	404.369	214.925	160.851	375.776
R1-153	COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELECTRICO DE CAMPRODON S.C.C.L.	275.959	308.651	164.050	123.246	287.296
R1-154	ELÉCTRICA ALGIMIA DE ALFARA, S.C.V.	117.311	131.671	69.984	52.433	122.417
R1-155	ELECTRICA DE VINALES SCV	317.763	356.272	189.361	141.275	330.637
R1-156	ELECTRICA DE DURRO, SL	52.467	58.040	30.848	23.055	53.903
R1-157	ELECTRICA DE GUADASUAR, SDAD. COOP. V.	981.038	1.032.141	548.590	409.544	958.134
R1-158	ELECTRICA DE SOT DE CHERA S.C.V.	131.852	137.664	73.170	54.947	128.117
R1-159	ELECTRICA NUESTRA SEÑORA DE GRACIA S.C.V.	1.139.165	1.226.985	652.151	487.370	1.139.521
R1-160	ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMB. CASABLANCA S.C.V.	163.087	182.726	97.120	72.604	169.724
R1-161	FLUIDO ELECTRICO DE MUSEROS, S. C. VALENCIANA	258.249	289.432	153.835	114.922	268.757
R1-162	DELGICHI, S.L.	38.590	43.265	22.996	17.162	40.158
R1-163	DIELEC GUERRERO LORENTE, S.L.	73.982	82.798	44.007	33.001	77.008
R1-164	DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD VALLE DE	98.876	110.897	58.943	43.934	102.877

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
	SANTA ANA SL					
R1-165	DISTRIBUIDORA ELECTRICA GRANJA DE TORREHERMOSA, S.L.	333.999	373.840	198.699	148.949	347.647
R1-166	ELECTRICA SANTA CLARA, S.L.	337.498	375.895	199.791	152.029	351.819
R1-167	EMPRESA ELECTRICA MARTIN SILVA POZO, S.L.	486.049	507.934	269.970	202.043	472.013
R1-168	HIDROELECTRICA SAN BUENAVENTURA, S.L.	264.431	287.323	152.714	113.450	266.164
R1-169	HIDROELECTRICA SANTA TERESA, S.L.	64.739	63.895	33.961	26.222	60.183
R1-170	HIJOS DE CASIANO SANCHEZ, S.L.	53.702	59.082	31.403	23.569	54.972
R1-171	SOCIEDAD ELECTRICA JEREZ DEL MARQUESADO S.A.	161.312	168.335	89.471	68.523	157.994
R1-172	SUMINISTROS ELECTRICOS DE AMIEVA, S.L.	210.112	225.275	119.735	92.070	211.805
R1-173	HIDROELECTRICA DOMINGUEZ, S.L.	55.335	61.092	32.471	24.975	57.446
R1-174	ELECTRA CONILENSE, S.L.U.	2.809.263	3.058.214	1.625.462	1.213.630	2.839.092
R1-175	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS PORTILLO, S.L.	1.615.163	1.811.342	962.741	717.927	1.680.667
R1-176	ELECTRICA DE JAFRE, S.A.	649.448	714.207	379.606	287.869	667.474
R1-177	ELECTRICA LOS LAURELES, S.L.	272.105	303.948	161.551	121.300	282.851
R1-178	ELECTRICA SAN JOSE OBRERO, S.L.	162.341	177.538	94.363	70.370	164.733
R1-179	ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGETICAS, S.A.	464.771	519.372	276.050	206.447	482.497
R1-180	C. MARCIAL CHACON E HIJOS, S.L.	1.449.050	1.623.979	863.156	644.852	1.508.008
R1-181	ELECTRICA MORO BENITO, S.L.	110.879	123.416	65.596	49.782	115.378
R1-182	FUENTES Y COMPAÑIA, S.L.	880.789	948.292	504.023	378.296	882.320
R1-183	LA ELECTRICA DE VALL DE EBO, S.L.	70.881	79.491	42.250	31.504	73.754
R1-184	ANTOLINA RUIZ RUIZ, S.L.U.	28.372	31.228	16.598	13.012	29.610
R1-185	DISTRIBUCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL NOROESTE, S.L.	39.844	44.433	23.617	17.880	41.497
R1-186	ELECTRA DE ZAS, S.L.	230.778	256.922	136.556	103.983	240.539
R1-187	HIDROELECTRICA DEL CABRERA, SL	232.659	258.586	137.440	102.437	239.877
R1-188	ELECTRICIDAD LA ASUNCION, S.L.	58.630	65.341	34.729	26.340	61.069
R1-190	SOCIEDAD ELECTRICA DE RIBERA DEL FRESNO, S.L.	396.859	391.324	207.991	156.578	364.569
R1-191	ALSET ELECTRICA, S.L.	983.503	1.060.370	563.594	427.363	990.957
R1-192	ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.	195.574	214.730	114.130	87.855	201.985
R1-193	ELECTRA VALDIVIELSO, S.A.	61.281	67.781	36.026	27.786	63.812
R1-194	EMPRESA ELECTRICA DE SAN PEDRO, S.L.	714.390	703.348	373.835	283.206	657.041
R1-195	ELECTRICA ABENGIBRENSE DISTRIBUCION, S.L.	159.331	173.003	91.953	73.063	165.015

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-196	ELECTRICA DE LA SERRANIA DE RONDA, S.L.	1.070.068	1.173.161	623.543	479.130	1.102.673
R1-197	EBROFANAS, S.L.	145.937	154.973	82.369	63.698	146.067
R1-198	ELECTRICA SAGRADO CORAZON DE JESUS, S.L.	185.954	206.275	109.637	82.299	191.936
R1-199	DISTRIBUIDORA ELECTRICA MONESTERIO, S.L.U.	1.646.511	1.797.714	955.497	716.731	1.672.228
R1-200	DISTRIBUIDORA ELECTRICA BRAVO SAEZ, S.L.	240.757	262.635	139.592	110.050	249.642
R1-201	ELECTRICA NUESTRA SEÑORA DE LOS SANTOS, S.L.	611.660	659.774	350.674	266.486	617.160
R1-202	MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.	98.082	109.952	58.440	43.627	102.068
R1-203	VARGAS Y COMPAÑIA ELECTRO HARINERA SAN RAMON, S.A.	438.862	472.579	251.179	189.111	440.290
R1-204	ELECTRA DE SANTA COMBA, S.L.	1.479.318	1.589.354	844.753	631.673	1.476.426
R1-205	ICASA DISTRIBUCION ENERGIA, S.L.	32.691	36.626	19.467	14.556	34.023
R1-206	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS DEL ERIA, S.L.	71.022	78.219	41.574	32.535	74.109
R1-207	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA ISABA, S.L.U.	87.969	98.065	52.122	39.503	91.626
R1-208	ENERFRIAS SL	129.110	138.305	73.510	56.022	129.532
R1-210	CENTRAL ELECTRICA SAN ANTONIO, S.L.	624.008	682.880	362.955	274.213	637.168
R1-211	ELECTRA CUNTIENSE, S.L.	495.904	542.529	288.358	218.486	506.844
R1-213	ELECTRICAS DE BENUZA, S.L.	193.208	215.174	114.367	86.903	201.270
R1-214	RODALEC, S.L.	125.815	138.598	73.666	55.029	128.695
R1-215	ELECTRICA DEL HUEBRA, S.L.	85.244	94.380	50.164	37.883	88.046
R1-216	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE NAVASFRIAS S.L.	179.601	200.643	106.643	80.343	186.986
R1-217	ELECTRICA MESTANZA R.V., S.L.	79.875	89.354	47.492	35.651	83.143
R1-218	HIDROELECTRICA DE CATALUNYA, S.L.	1.078.871	1.207.619	641.858	481.063	1.122.921
R1-220	ELECTRICA DE CANTOÑA S.L.	218.676	143.513	76.278	57.170	133.448
R1-221	ELECTRICA GILENA, S.L.U.	355.046	391.497	208.083	155.196	363.279
R1-222	ENERGIAS DE PANTICOSA S.L.	289.293	319.300	169.710	127.457	297.167
R1-223	HEREDEROS DE EMILIO GAMERO, S.L.	752.721	819.788	435.723	324.375	760.098
R1-224	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MONTOLIU SL	85.281	95.407	50.710	38.063	88.772
R1-225	ELECTRICA BAÑESA, S.L.	80.822	90.733	48.225	35.857	84.083
R1-226	GLORIA MARISCAL, S.L.	114.517	125.092	66.487	49.419	115.906
R1-227	RUIZ DE LA TORRE, S.L.	967.005	1.060.859	563.854	419.258	983.112
R1-228	LUZ DE CELA, S.L.	130.648	141.175	75.036	57.171	132.206
R1-229	ELECTRICA SAN MARCOS, S.L.	43.763	48.997	26.042	19.505	45.547
R1-231	ELÈCTRICA CURÓS, S.L.	532.267	585.449	311.170	233.456	544.627
R1-232	ELECTRA VALDIZARBE, S.A.	1.149.680	1.270.080	675.056	513.208	1.188.264

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-233	ELECTRICA LATORRE, S.L.	483.539	519.084	275.897	208.975	484.872
R1-234	ELECTRICA DE CASTRO CALDELAS S.L.	195.578	218.207	115.979	87.382	203.360
R1-236	EL PROGRESO DEL PIRINEO-HEREDEROS DE FRANCISCO BOLLÓ QUELLA, S.L.	444.272	494.294	262.721	200.180	462.901
R1-237	MONTESLUZ DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.	340.939	376.419	200.069	150.159	350.229
R1-238	EMILIO PADILLA E HIJOS, S.L.	116.914	127.292	67.656	51.423	119.079
R1-239	SALTOS DEL CABRERA,SL	258.121	286.838	152.456	114.694	267.150
R1-240	DISTRIBUCION ENERGIA ELECTRICA DE PARCENT, S.L.	160.796	180.450	95.911	71.394	167.304
R1-241	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA TORRECILLAS VIDAL, S.L.	148.877	159.375	84.709	63.391	148.100
R1-242	CENTRAL ELECTRICA INDUSTRIAL, S.L.U.	188.854	198.745	105.634	79.886	185.521
R1-243	HIDROELECTRICA EL CERRAJON, S.L.	114.475	127.809	67.931	51.267	119.199
R1-244	HIDROELECTRICA JOSE MATANZA GARCIA, S.L.	211.556	225.145	119.666	92.245	211.911
R1-245	DISTRIBUCION Y ELECTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L.	118.712	132.093	70.208	53.481	123.689
R1-246	FELIPE BLAZQUEZ, S.L.	178.330	199.478	106.024	79.625	185.649
R1-247	INPECUARIAS TORRECAMPO S.L	215.154	176.086	93.591	69.563	163.154
R1-248	E. SAAVEDRA, S.A.	330.939	365.585	194.311	150.846	345.157
R1-249	JUAN Y FRANCISCO ESTEVE MAS S.L.	61.747	69.025	36.687	27.595	64.282
R1-250	LUZ ELECTRICA LOS MOLARES S.L	309.359	345.119	183.433	137.269	320.703
R1-251	SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A. (SUCSA)	451.044	502.521	267.093	207.802	474.895
R1-252	HEREDEROS DE CARLOS OLTRA, S.L.	44.339	49.417	26.266	19.920	46.185
R1-253	COMPANÍA ELÉCTRICA DE FÉREZ, S.L.	341.636	379.815	201.874	153.221	355.095
R1-254	ELECTRA SALTEA, S.L.U.	775.412	833.900	443.224	330.120	773.344
R1-255	ELECTRICAS SANTA LEONOR, S.L.	111.927	124.695	66.276	50.308	116.585
R1-256	EMDECORIA, S.L.	1.219.054	1.356.090	720.771	538.101	1.258.872
R1-257	HIJOS DE FRANCISCO ESCASO S.L.	1.150.704	1.286.037	683.537	514.545	1.198.083
R1-258	MILLARENSE DE ELECTRICIDAD, S.A.U. .	112.521	125.511	66.710	50.474	117.184
R1-259	MUNICIPAL ELECTRICA VILORIA, S.L.	109.599	122.278	64.992	49.147	114.139
R1-260	ELECTRA LA HONORINA, S.L.	176.503	196.267	104.317	79.611	183.928
R1-261	ELECTRA SAN BARTOLOME, S.L.	236.869	262.973	139.772	104.441	244.213
R1-262	ELECTRICA DEL GUADALFEO, S.L.	597.867	663.557	352.685	265.854	618.539
R1-264	ELECTRICA SANTA MARTA Y VILLALBA, S.L.	1.022.261	1.136.949	604.296	453.860	1.058.156
R1-265	HEREDEROS DE MARIA	77.798	86.124	45.775	34.572	80.348

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
	ALONSO CALZADA. VENTA DE BAÑOS S.L.					
R1-266	HIJOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.	116.426	130.102	69.150	51.753	120.904
R1-267	ELECTRICA DE VER, S.L.	31.431	34.265	18.212	14.436	32.649
R1-268	ELECTRADISTRIBUCIÓ CENTELLES, S.L.	1.452.377	1.588.511	844.304	639.484	1.483.789
R1-269	MANUEL ROBRES CELADES, S.L.U.	55.229	61.576	32.728	24.699	57.427
R1-270	ELECTRA DEL FOXO, S.L.	332.526	346.868	184.363	140.417	324.780
R1-271	DISTRIBUCION ELECTRICA DE ALCOLECHA, S.L.	31.006	34.632	18.407	13.878	32.285
R1-272	LUZ ELECTRICA DE ALGAR, S.L.U.	414.521	462.648	245.901	185.774	431.675
R1-273	EMPRESA MUNICIPAL D'ENERGIA ELECTRICA TORRES DEL SEGRE, S.L.	371.639	405.811	215.691	164.368	380.059
R1-274	ELEC VALL DE BOI, S.L.	69.622	78.013	41.465	30.993	72.457
R1-275	ELECTRICA DE VALDRIZ, S.L.	157.701	171.538	91.173	69.415	160.589
R1-276	IGNALUZ JIMENEZ DE TORRES, S.L.	49.680	55.817	29.667	22.008	51.675
R1-277	DISTRIBUIDORA ELECTRICA NIEBLA, S.L.	504.479	550.044	292.352	220.974	513.327
R1-278	TOLARGI, S.L.	1.331.967	1.491.659	792.827	591.098	1.383.925
R1-279	ELECTRICA DEL MONTSEC, S.L.	324.991	361.746	192.270	146.314	338.585
R1-281	ELECTRO SALLEN DE GALLEGO S.L.	236.192	253.256	134.607	102.143	236.750
R1-282	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CATOIRA, S.A.	186.450	206.637	109.829	83.724	193.553
R1-283	ELÉCTRICA DEL POZO, S.COOP.M.	380.732	417.684	222.002	175.558	397.559
R1-284	AFRODISIO PASCUAL ALONSO, S.L.	153.526	171.430	91.116	68.751	159.867
R1-285	ENERGIAS DE BENASQUE SL	761.077	846.964	450.167	339.921	790.088
R1-286	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DE POZUELO, S.A.	104.023	110.340	58.646	46.439	105.085
R1-287	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE CASAS DE LAZARO, S.A.	183.673	197.719	105.089	87.274	192.363
R1-288	DISTRIBUCIONES ALNEGA, S.L.	52.795	59.201	31.466	23.474	54.940
R1-289	ELECTRO ESCARRILLA, S.L.	68.675	76.966	40.908	30.563	71.471
R1-290	ELECTRICA DE ALBERGUERIA, S.A.	343.313	380.034	201.991	154.539	356.529
R1-291	EMPRESA ELECTRICA DE JORQUERA, S.L.	45.796	50.209	26.686	21.146	47.832
R1-293	HIDROELECTRICA COTO MINERO DISTRIBUCION, S.L.U.	189.290	210.064	111.651	85.630	197.281
R1-294	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ	6.233.856	6.953.988	3.696.092	2.771.818	6.467.910
R1-295	INDUSTRIAL BARCALESA, S.L.	316.994	353.599	187.940	141.717	329.657
R1-296	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA D'ALBATÀRREC, SL	257.523	281.506	149.623	112.151	261.773
R1-297	ELECTRA ORBAICETA, S.L.	35.312	38.361	20.389	16.547	36.936
R1-298	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENERQUINTA SL	87.055	94.339	50.142	37.228	87.370

Solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2014

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-300	ELECTRICAS DE VILLAHERMOSA, S.A.	72.114	80.991	43.047	31.971	75.019
R1-301	ALARCON NAVARRO EMPRESA ELECTRICA, S.L.	310.277	336.997	179.116	133.784	312.900
R1-302	ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A.	145.088	162.117	86.166	64.888	151.054
R1-304	HIDROFLAMICELL, S.L.	633.375	703.364	373.843	286.311	660.154
R1-305	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÈCTRICA DE LLAVORSÍ, S.L.	109.116	118.264	62.858	47.196	110.055
R1-306	HELIODORO CHAFER, S.L.	311.613	347.467	184.681	139.863	324.545
R1-307	CENTRAL ELECTRICA DE POZO-LORENTE, S.L.	95.918	106.217	56.455	43.549	100.005
R1-309	PEDRO SANCHEZ IBAÑEZ S.L.	268.054	278.187	147.858	112.583	260.441
R1-310	AGRUPACION DISTRIBUIDORA DE ESCUER S.L.	19.361	20.297	10.788	8.220	19.008
R1-313	LEINTZARGI S.L	28.993	32.461	17.253	12.922	30.175
R1-314	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE PONTS S.L. (D.E.P. S.L.)	101.392	112.982	60.051	45.550	105.601
R1-317	ELECTRICA POPULAR, S.COOP.MAD	293.601	323.592	171.991	128.988	300.979
R1-319	LA SINARQUENSE S.L.U.	168.508	189.069	100.491	74.845	175.336
R1-320	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS, S.L.U.	131.805	137.508	73.086	56.115	129.202
R1-323	FUERZAS ELÉCTRICAS DE BOGARRA S.A. (FEBOSA)	462.616	508.350	270.191	207.016	477.207
R1-325	EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA D'ALMENAR, SLU	628.974	696.676	370.288	276.944	647.232
R1-326	ELECTRA TUDANCA, S.L.	78.946	82.269	43.727	33.169	76.896
R1-327	ELECTRICA ANTONIO MADRID SL	199.241	225.553	119.883	92.108	211.991
R1-329	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS TALAYUELAS, S.L.	235.142	253.338	134.651	103.831	238.482
R1-330	EMPRESA ELÉCTRICA DEL CABRIEL S.L.	114.435	121.689	64.678	52.489	117.167
R1-335	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES DE CHULILLA, S.L.	134.299	143.136	76.078	57.874	133.952
R1-336	SUMINISTROS TARRASENSES, S.A ACTUAL CATENERIBAS S.L.U.	37.554	40.155	21.343	16.262	37.605
R1-337	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÈCTRICA DE TÍRVIA SL	26.694	29.894	15.889	11.895	27.784
R1-338	SUMINISTROS ELECTRICOS ISABENA, S.L.	194.795	215.815	114.707	85.309	200.016
R1-339	ELEKTRA URDAZUBI S.L.	245.283	274.068	145.669	109.692	255.361
R1-340	ELECTRICA COSTUR, SL	70.326	78.748	41.855	31.340	73.196
R1-341	TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA SLU.	62.119	69.676	37.033	27.607	64.640
R1-342	ELÈCTRICA DE LÍJAR, S.L.	632.472	706.012	375.250	281.394	656.644
R1-343	ENERGIAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.	106.273	119.107	63.306	47.277	110.583

NºRgтро	EMPRESA	RETRIBUCIONES				
		2014	2013 Provis.	1º Per. 2013	2º Per. 2013	2013 Definitiva
R1-344	GESTION DEL SERVICIO ELECTRICO HECHO S.L	166.894	184.904	98.278	75.718	173.996
R1-345	ALCONERA DE ELECTRICIDAD, S.L.	200.581	173.705	92.325	69.219	161.544
R1-346	ELÉCTRICAS TUEJAR S.L.	225.194	251.977	133.927	100.493	234.420
R1-347	ELÉCTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.	79.492	83.028	44.130	32.963	77.093
R1-348	ELECTRO-HARINERA BELSETANA, S. COOP.	32.255	35.887	19.074	14.533	33.608
R1-349	LA CONSTANCIA-ARÉN, S.L.	77.982	85.091	45.227	36.271	81.498
R1-350	DISTRIBUIDORA ELECTRICA VALLE DE ANSO S.L.	87.476	97.732	51.945	39.139	91.084
R1-351	ELECTRICA SUDANELL S.L	157.483	162.885	86.574	64.465	151.040
R1-352	ELECTRICAS HIDROBESORA, S.L.	89.503	100.567	53.452	39.649	93.101
R1-353	ELECTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	149.796	177.600	94.396	72.284	166.680
R1-354	LLUM D ' AÍN, S.L.	44.416	49.888	26.516	20.084	46.600
R1-355	ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.	220.538	242.020	128.635	98.733	227.369
R1-356	COOP. VALENCIANA ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO	37.729	40.627	21.593	18.318	39.911
R1-357	ELÉCTRICA DE MALCOCINADO S.L.U.	107.732	119.700	63.622	48.653	112.275
R1-358	ELECTRICAS DE VALLANCA, S.L.	47.607	52.967	28.153	21.451	49.603
R1-359	ELECTRO MANZANEDA, S.L.	145.150	158.032	83.995	67.750	151.745
R1-360	ELECTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT, SL	429.185	473.560	251.701	196.016	447.717
R1-361	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS GISTAIN S.L.	21.595	24.145	12.833	9.649	22.482
R1-362	ENERGÍAS DEL ZINQUETA, S.L.	56.048	62.840	33.400	24.922	58.321
R1-363	ELECTRA DEL LLOBREGAT ENERGIA, S.L.	185.266	175.537	93.299	69.025	162.324
R1-364	SAMPOL ENERGIA	137.577	154.291	82.007	60.610	142.617
R1-365	ELECTRA REDENERGIA SL	1.184.161	1.226.827	652.067	481.261	1.133.328
TOTAL		328.157.705	356.039.821	189.237.604	142.498.174	331.735.778

ANEXO VIII. PREVISIÓN DE INGRESOS 2013 Y 2014 DE ACUERDO CON EL ESCENARIO DE DEMANDA DEL OPERADOR DEL SISTEMA

A continuación se muestran las diferencias de ingresos considerando el escenario de demanda de la CNMC y el escenario de demanda del OS (escenario central en el ejercicio 2013 y escenario inferior para 2014). Se advierte que el escenario de ingresos coherente con la previsión de barras de central del OS se ha estimado suponiendo que las mismas potencias contratadas por peaje de acceso y periodo tarifario que en el escenario de la CNMC e imponiendo la estructura de consumo por peaje de acceso y periodo del escenario de la CNMC. Con estas hipótesis, el escenario del OS supondría unos mayores ingresos por peajes de 89,6 M€ y 90,6 M€ para los ejercicios 2013 y 2014, respectivamente.

Previsión de cierre del ejercicio 2013

Ingresos de acceso (miles €)	Escenario CNMC	Escenario OS	Diferencia
Ingresos por peajes de consumidores	13.908.096	13.996.154	88.058
Facturación de peajes	13.694.277	13.782.334	88.058
Facturación energía reactiva	168.982	168.982	-
Facturación excesos de potencia	44.837	44.837	-
Ingresos por peajes de generadores	133.919	135.419	1.499
Ingresos de conexiones internacionales	90.616	90.616	-
Ingresos por exportaciones	38.131	38.131	-
Ingresos acuerdo ESTO	- 2.900	- 2.900	-
Rentas de congestión	55.385	55.385	-
Ingresos de clientes en régimen transitorio	33.585	33.585	-
Total ingresos de acceso	14.166.216	14.255.773	89.557

Previsión 2014

Ingresos de acceso (miles €)	Escenario CNMC	Escenario OS	Diferencia
Ingresos por peajes de consumidores	14.406.281	14.494.543	88.262
Facturación de peajes	14.193.807	14.280.789	86.982
Facturación energía reactiva	167.919	168.930	1.011
Facturación excesos de potencia	44.555	44.823	268
Ingresos por peajes de generadores	133.640	135.915	2.275
Ingresos de conexiones internacionales	90.353	90.353	-
Ingresos por exportaciones	37.868	37.868	-
Ingresos acuerdo ESTO	- 2.900	- 2.900	-
Rentas de congestión	55.385	55.385	-
Ingresos de clientes en régimen transitorio	17.600	17.600	-
Total ingresos de acceso	14.647.874	14.738.410	90.537



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA





COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

