



Comisión
Nacional
de Energía

**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**

20 de diciembre de 2012

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

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 20 de diciembre de 2012, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. Previsión de ingresos y costes de la propuesta de Orden de peajes para 2013

El escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden de peajes de acceso para 2013 toma como punto de partida una caída de la demanda eléctrica en barras de central prevista por el Operador del Sistema para 2013 del 0,2% respecto a 2012, año en el que ha estimado, a su vez, una disminución de la demanda del 1,9% respecto a 2011.

La normativa vigente establece que en 2013 los peajes de acceso deberán cubrir los costes necesarios y, por tanto, no es posible considerar inicialmente un reconocimiento de déficit ex ante. En consecuencia, se pasa de un reconocimiento de déficit ex ante de 1.500 M€ en 2012 a 0 € en 2013, lo que exige la realización de un ejercicio tarifario equilibrado, sin déficit para 2013.

De acuerdo con la normativa vigente todo desajuste por encima de límite legal permitido de déficit ex ante se incluirá como coste del sistema en la siguiente revisión de peajes de acceso. Esto supone que la previsión de desajuste de 2012 sobre el límite legal permitido (1.500 M€) actualizado con el tipo de interés es un coste del sistema en 2013. En la Memoria justificativa de la propuesta de Orden se cuantifica el desajuste sobre el límite legal permitido de 2012 en 1.951,6 M€. Las principales partidas que contribuyen a explicar este desvío, a pesar de las medidas introducidas sobre los costes del RDL 13/2012 y RDL 20/2012, y el incremento de los peajes de acceso de la Orden IET /843/2012, son, por una parte, un mayor coste respecto al previsto de 1.223,6 M€ en las primas de régimen especial y, por otra parte, una caída de los ingresos regulados (en torno a 460 M€) por una evolución de la demanda más contractiva que la prevista inicialmente.

Según información de la Memoria justificativa de la propuesta de Orden, los costes regulados (costes de acceso y otros costes liquidables netos, entre los que se incluye el saldo de pagos por capacidad) aumentan 2.223 M€ en 2013 (un 12% más que en 2012), destacando el aumento del desajuste temporal de 2012 (129,5%), el coste de transporte (10,8%) y el coste de las primas de régimen especial (7,3%).

Según información de la Memoria justificativa, los ingresos regulados por peajes de acceso disminuirán en 2013 respecto a 2012 en torno a 42 M€ por el efecto de la caída de la demanda y su composición por grupos de consumidores. Todo ello a pesar del aumento de ingresos en 2013

respecto a 2012, según la propuesta de Orden, debido a la introducción, por una parte, de recargos en los términos variables de los peajes de acceso de los consumidores de menos de 10 kW de potencia contratada (280 M€) y, por otra parte, de los ingresos por la imposición de tributos autonómicos (200 M€).

La comparativa entre ingresos regulados (14.884,1M€, de los cuales 13.735,7 M€ corresponden a la facturación a los peajes de acceso vigentes) y los costes regulados (20.560,9 M€) presenta, según información de la Memoria justificativa, un saldo negativo de 5.716,8 M€ (en términos de necesidades de financiación de peajes, dicho saldo supone el 42% de los ingresos previstos a los peajes vigentes).

En la Memoria justificativa se indica, en su página 15, que *“a lo largo de 2013, el sistema obtendrá otros ingresos que se destinarán a cubrir parcialmente las partidas correspondientes al fomento de las energías renovables en el sistema eléctrico mediante la contribución de los Presupuestos Generales del Estado y la correspondiente a otros mecanismos de financiación: Ingresos por subasta de emisiones de CO2 que ascenderán a 450 M€, Ingresos por aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que se calculan en el entorno de 3.000 M€ e ingresos extraordinarios, en el entorno de los 2.270 M€”*. Cabe indicar que la suma de los 450 M€ de ingresos de las subastas de emisiones de CO₂ y de los 3.000 M€ de ingresos por aplicación de las medidas fiscales, suponen el 38% del total del coste estimado para 2013 de las primas de régimen especial y que la cifra de 2.270 M€ de ingresos extraordinarios coincide con el coste de anualidad del déficit de sistema para 2013 previsto en la Memoria. Así, la suma de dichos ingresos que recibirá el sistema eléctrico a lo largo de 2013, más los ingresos regulados cubrirían los costes regulados previstos para 2013 según la Memoria. Cabe señalar que dichas partidas de otros ingresos contribuirían a financiar las necesidades del sistema eléctrico en un 28% del total, mientras que los ingresos regulados contribuirían en un 72%.

		Millones de €
(A)	Costes regulados (costes de acceso más otros ingresos/costes regulados, incluyendo saldo de pagos por capacidad)	20.560,9
(B)	Ingresos regulados	14.844,1
	De los cuales, ingresos por peajes de acceso	13.735,9
(B) - (A)	Diferencia entre ingresos y costes del sector eléctrico	- 5.716,8
	Respecto a la necesidad de financiación por peajes de acceso	42%
(C)	Ingresos externos a peajes	5.720,0
	- Ingresos por medidas fiscales	3.000,0
	- Ingresos por subastas de CO ₂	450,0
	- Otros extraordinarios	2.270,0
		38% de las PRE previstas para 2013
		100% de la anualidad de déficit 2013
[(B) - (A)] + (C)	Diferencia entre ingresos y costes regulados, mas ingresos por financiación externa	3,2
	- Ingresos externos/ total necesidad de financiación	28%
	- Ingresos regulados/total necesidad de financiación	72%

2. Consideraciones previas de carácter jurídico

Se considera necesario realizar las siguientes advertencias:

– *Sobre el desajuste del ejercicio 2012*

Diversos autos del Tribunal Supremo se han pronunciado recientemente en materia de peajes. Dichos autos, dictados en sede cautelar, establecieron, en esencia, la obligación de revisar los precios de los peajes de acceso para que éstos sufraguen en su integridad los costes regulados previstos para el ejercicio que corresponda.

Si bien la Propuesta de Orden de peajes para 2013 prevé, formalmente, la recuperación de los desajustes del año 2012, las diversas incertidumbres referidas tanto a los ingresos (CO₂, suplementos territoriales, medidas fiscales, etc.) como a los costes (actividades extrapeninsulares, etc.) podrían determinar que los peajes no cumplieren el principio de suficiencia, es decir, que no permitiesen la recuperación de la totalidad del coste de las actividades reguladas.

– *Sobre los suplementos territoriales*

Se advierte de la necesidad de desarrollos normativos previos para la inclusión de los ingresos derivados de la aplicación de suplementos territoriales como ingresos liquidables del sistema.

– *Sobre la financiación del Bono Social*

Se considera que la Orden que finalmente se publique debería adoptar las decisiones necesarias para la ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012 sobre anulación del mecanismo de financiación del bono social.

3. El impacto de la financiación de la compensación extrapeninsular de 2012 y 2013 con cargo a Presupuestos Generales del Estado

El escenario de ingresos y costes de la Propuesta de Orden se basa, según establece el RDL 6/2009, en que la compensación extrapeninsular será financiada por los Presupuestos Generales del Estado en un 75% en 2012 (1.217 M€) y el 100% en 2013 (1.755 M€). Sin embargo, cabe indicar que en el Proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2013 se determina que, con efectos uno de enero de 2013 y por vigencia indefinida, queda en suspenso la aplicación del mecanismo de compensación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado establecido en el RDL 6/2009. En este sentido, si finalmente la compensación extrapeninsular de 2012 y 2013 se financiara con cargo al sistema eléctrico, las necesidades de financiación aumentarían sobre lo previsto en la Memoria justificativa en 2.972 M€ (un 22% más de necesidad de financiación respecto a los peajes vigentes). En este sentido, esta Comisión se remite a lo indicado en el Informe sobre el sector energético español aprobado el 7 de marzo de 2012, sobre la aplicación de la senda de financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado establecida en el RDL 6/2009 y a la necesidad de establecer, definitivamente, la financiación de dicha partida externamente a los peajes de acceso.

Adicionalmente, se subraya la incertidumbre respecto a la exclusión de dicha partida de coste en el momento de informar la presente propuesta de Orden y se advierte una vez más sobre el impacto del posible desajuste para el sistema que puede generar su financiación con cargo a los peajes de la propuesta de Orden, insuficientes para cubrir dichos desvíos.

4. Consideraciones de la CNE sobre el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden

Sobre los ingresos regulados y otros ingresos

La estimación de demanda de electricidad para 2013 se sitúa en un entorno de incertidumbre, debido al impacto de la evolución del ciclo económico sobre la demanda electricidad, y, en consecuencia, sobre la previsión de ingresos por peajes previstos para el sistema eléctrico. No es improbable que la evolución de la demanda en el año 2013 esté por debajo del escenario contemplado en este informe.

Como se ha indicado anteriormente, la cobertura de una parte muy relevante de los costes regulados (el 28% de la totalidad de los costes regulados del sistema para 2013, unos 5.716,8 M€) correspondería, según la Memoria justificativa, a otros ingresos que obtendría el sistema diferentes a los ingresos regulados. Dichos ingresos se describen como ingresos por subasta de emisiones de CO₂ que ascenderán a 450 M€, ingresos por aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que se calculan en el entorno de 3.000 M€, e ingresos extraordinarios, en el entorno de los 2.270 M€. En relación con los ingresos por subastas de emisiones de CO₂, cabe indicar que no existe normativa que vincule la aportación de dichos ingresos al sistema eléctrico. En cuanto a los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley de medidas fiscales cabe indicar que en el momento de elaborar el presente informe, dicha norma no ha sido aprobada y que, por tanto, no es conocida la cuantía de los ingresos que finalmente se destinarán al sistema eléctrico. Por último, respecto a los ingresos extraordinarios (en el entorno de 2.270 M€ según la Memoria), en el momento de realizar el presente informe no existe normativa que defina la naturaleza de dichos ingresos, justificación en la estimación de dicha cuantía, ni la procedencia de los mismos para su aportación al sistema eléctrico.

Por tanto, en el momento de establecer el presente informe existe una importante incertidumbre sobre la base normativa que sustentará dichos ingresos para el sistema y la procedencia de ingresos necesarios para la sostenibilidad del sistema eléctrico. Se pone de manifiesto que en el caso de que las cuantías incluidas en la Memoria justificativa no sean incorporadas al sistema eléctrico, se generará un desajuste para el sistema que será financiado temporalmente por los agentes indicados en el RDL 6/2010.

Debido a la significativa cuantía de financiación para el sistema, prevista en la Memoria justificativa, aportada a través de estas partidas de ingresos y a que el RDL 20/2012 eliminó las revisiones trimestrales de los peajes de acceso, esta Comisión pone de manifiesto la importancia del ajuste de dichos ingresos a las necesidades de financiación del sistema eléctrico.

Asimismo, se llama la atención sobre otros ingresos incluidos en la Memoria justificativa, tales como los derivados de la aplicación del artículo 17.4 de la Ley 54/1997 por la imposición de tributos autonómicos (200M€), ya que no existe desarrollo normativo a la fecha de este informe.

Sobre los costes regulados

Por otra parte, respecto a la previsión de costes regulados, esta Comisión en el presente informe detalla las diferencias en determinadas partidas de costes, superiores a los costes previstos en la Memoria justificativa, y que podrían suponer un desvío adicional en 2013 de 334,6 M€ (un 2,4%

de las necesidades de financiación del sistema para 2013 respecto a los peajes vigentes). En el epígrafe 4.2 se detallan dichas diferencias. Conviene subrayar que la evolución reciente de las diferentes partidas de los costes de acceso de las actividades reguladas y del régimen especial no es compatible con la sostenibilidad financiera a largo plazo del sistema.

En conclusión, esta Comisión considera que en el escenario de ingresos-costes de la Propuesta de Orden, se presentan incertidumbres sobre la normativa que aplica para fundamentar los otros ingresos que obtendrá el sistema además de los regulados, así como la base para poder cuantificar las estimaciones de la propuesta de Orden respecto a dichos ingresos y, consecuentemente, para confirmar que sea un escenario de suficiencia.

5. Deuda viva del sistema eléctrico a 31 de diciembre de 2012

La deuda viva del sistema eléctrico estimada a 31/12/2012, incorporando hasta la cesión a FADE número 29, asciende a 21.899,7 M€.

La estructura de la deuda del sistema eléctrico ha cambiado sustancialmente respecto al mismo periodo del año anterior, debido a la cesión durante 2012 de derechos de cobro a FADE por parte de sus titulares iniciales. Como consecuencia, el plazo de devolución de la deuda se ha ampliado y el coste medio ha aumentado. Los titulares iniciales de dichos derechos de cobro, las empresas eléctricas, a 31 de diciembre de 2012 registran un importe estimado de 4.172,4 M€ (el 19% del total), FADE de 14.417,2 M (66% del total) y los terceros asignados directamente por las empresas o a través de subastas de déficit ex ante de 3.310,1 M€ (15%).

Según la normativa actual y una vez que se produzca la cesión de los derechos de cobro a FADE, las empresas no serán titulares de derechos de cobro de los déficit ex ante y ex post reconocidos, pero sí del desajuste temporal que pudiera producirse, como financiadores, en tanto sea incorporado dicho desajuste en la revisión de peajes del año siguiente.

En la propuesta de Orden se establece que el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del desajuste temporal del déficit de ingresos para 2012 a partir de 2013, hasta que se desarrolle una metodología de cálculo definitiva será provisionalmente de un 2%. Al respecto esta Comisión se remite a la metodología propuesta por esta Comisión (IRS a 1 año + CDS a un año¹) en el Informe 38/2011 de la CNE de 21 de diciembre de 2011 sobre el Proyecto de Orden por la que se determina el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y desajustes temporales a tenor de lo contemplado en el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

6. Propuesta de peajes progresivos

La propuesta de Orden incluye recargos crecientes en función del umbral de consumo mensual, para cada nivel de potencia contratada. Dichos recargos se aplican sobre el término variable de los peajes de acceso de los consumidores de menos de 10 kW de potencia contratada, que son los que tienen derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

¹ IRS: Interest Rate Swap. CDS: Credit Default Swap

Se considera que dicha propuesta de recargos no debería contemplarse en la Orden de peajes debido a que:

- a) La medida no se identifica con los principios establecidos en la Directiva 2012/27/UE. La propuesta se aplicaría a la totalidad de la energía consumida que se encuentre comprendida en alguno de los tramos definidos y no sobre el exceso de energía que supere la del tramo correspondiente. La propuesta tiene un impacto en la facturación de los consumidores. Su factura media con el recargo aumenta respecto a la situación vigente, en función de las horas de utilización de la potencia contratada, lo que no se considera una señal económica adecuada en los peajes de acceso. Adicionalmente, tiene un impacto económico que podría afectar de forma asimétrica a clientes cuya demanda no sea superior a un umbral razonable de consumo, todo ello teniendo en cuenta que en la actualidad la demanda eléctrica ha disminuido. No se tiene en cuenta la estacionalidad del consumo y se considera que podría ser discriminatorio entre zonas por razones climáticas de consumo. Adicionalmente, penaliza a los peajes con discriminación horaria que proporcionan señales de precio para modular la curva de carga, y al afectar a tramos muy bajos respecto al perfil de consumo de dichos consumidores, puede suponer subidas relevantes en el término de energía de aplicación actual.
- b) Los recargos establecidos no están justificados económicamente en la Memoria ni se analiza el impacto en los consumidores, dada una distribución por tramos de potencia.
- c) Su aplicación aumenta la complejidad de la facturación de los consumidores afectados y es de difícil ejecución de forma inmediata.
- d) Dicha estructura debería ser analizada en la propuesta de metodología de peajes de transporte y distribución de esta Comisión. La CNE ha realizado una consulta pública y ha presentado los resultados recibidos. Posteriormente, a la espera de recibir información solicitada al Operador del Sistema, realizará una propuesta de Circular, para trámite del Consejo Consultivo de Electricidad, sobre metodología para asignar los costes de transporte y distribución y calcular peajes de transporte y distribución.
- e) El procedimiento de urgencia utilizado en la tramitación de dicha propuesta de recargo no se corresponde con el impacto que puede derivarse para el consumidor doméstico, debido a que:
 - No ha habido tiempo suficiente para analizar los efectos de dicha propuesta cuya incidencia aplicaría a un colectivo de 7,9 M clientes con datos de 2011;
 - Se hace necesario un análisis previo especialmente con las oficinas de consumo de las Comunidades Autónomas y representantes de consumidores. Esta Comisión subraya la necesidad de realizar propuestas que faciliten la participación activa del consumidor en la adecuación de su demanda.

Cabe indicar el elevado grado de insatisfacción del consumidor, reflejado en una parte por el número de consultas y reclamaciones sobre la facturación y aspectos relacionados sobre la

regulación. En este sentido se mantiene el problema de las facturaciones estimadas para los consumidores acogidos a la TUR puesto de manifiesto en diversos informes² de esta Comisión.

El grado de satisfacción de los consumidores es el principal indicador del funcionamiento de los mercados minoristas. El Consejo de Reguladores Europeos (CEER) recomienda que los reguladores tomen el pulso de la percepción de los consumidores, especialmente a través de sus reclamaciones y consultas³. Cabe indicar que en noviembre de 2012, la Comisión Europea hizo pública la Comunicación "*Making the internal energy market work*", COM(2012)663. Respecto al tema de consumidores, la CE pone de manifiesto, de acuerdo con la información del *Consumer Market Scoreboard* de 2012, que la satisfacción de los consumidores eléctricos en España ocupa el tercer puesto más bajo de todos los países de la Unión Europea en 2012. Los indicadores de valoración de confianza sobre las comercializadoras y de comparabilidad (de ofertas) son los segundos más bajos en Unión Europea, mientras que la incidencia de problemas y quejas de consumidores son el segundo y terceros más altos, respectivamente.

Teniendo en cuenta que, por una parte, desde la regulación energética europea se pone el foco de atención en la necesidad de analizar el grado de satisfacción de los consumidores con respecto al funcionamiento de los mercados de electricidad y gas, y que, por otra parte, la información actualmente disponible sobre el grado de satisfacción de los consumidores de electricidad y gas en España, revela un nivel muy bajo respecto a otros países del entorno europeo y respecto a otros servicios y productos valorados por el consumidor español, esta Comisión se remite a propuestas regulatorias dirigidas al consumidor, ya remitidas al MIET, relativas a:

- La protección de los derechos de los consumidores
- La mejora del tratamiento de las reclamaciones
- Las medidas relacionadas con la facturación
- Las medidas específicas para fomentar la transparencia y la participación activa de los consumidores en el mercado
- La mejora de la regulación y supervisión de los procesos de cambio de suministrador

7. Otros comentarios a la propuesta de Orden

² Véanse "Informes de supervisión del mercado minorista", "Propuesta de un modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de suministro de último recurso", "Informe 1/2012 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de consumidores con derecho a quedar acogidos a la tarifa de último recurso", "Informe 34/2011 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica".

³ ERGEG "*Final Guidelines of Good Practice of Indicators for Retailing Market Monitoring for Electricity and Gas*", octubre de 2010.

En relación con los costes de actividades reguladas y otras disposiciones incluidas en la propuesta de Orden, se realizan las siguientes consideraciones

– *Retribución del transporte*

Durante el año 2012 se han modificado, por el Real Decreto-ley 13/2012 y el Real Decreto-ley 20/2012, los criterios básicos para la determinación de la retribución del transporte de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en el *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica* y en el *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de transporte recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma se señala, a importes provisionales. No obstante, se propone modificar la retribución del transporte considerando los últimos valores macroeconómicos y una vez contrastada con la última información disponible.

La CNE, como ente regulador del sector energético, estaría en disposición de realizar, a lo largo de 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, una propuesta de real decreto junto a una propuesta de retribución de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en los mencionados Reales Decretos-Ley.

– *Retribución de la actividad de distribución*

El Real Decreto-ley 13/2012, ha modificado los criterios básicos para la determinación de la retribución de la distribución de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en el *Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el mencionado artículo 5.5 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de distribución recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma memoria se señala, a importes provisionales.

La CNE como ente regulador del sector energético, y una vez que ha recibido los costes auditados de la actividad a través de sus Circulares 1/2012 y 3/2012, aprobadas el 8 de marzo y el 12 de julio de 2012, respectivamente, y que como consecuencia de la fecha de publicación en el BOE, la información auditada no se recibió hasta el 26 de noviembre de 2012, estaría en disposición de realizar, durante el primer trimestre del año 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, una propuesta de real decreto junto a una propuesta de retribución de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en el mencionado Real Decreto-Ley y respete el principio de estabilidad regulatoria.

– *Primas del régimen especial*

La CNE se pronunció en el informe 2/2012 sobre el sector energético español, acerca de la conveniencia de modificar las actualizaciones de las primas del régimen especial para las instalaciones existentes.

– *Moratoria nuclear*

Se propone aumentar la cuota correspondiente a la Moratoria nuclear, con objeto de evitar la ejecución de los avales del Estado como resultado de activar las condiciones de ingresos mínimos.

– *Operador del Sistema*

Se considera necesario revisar los precios para la recuperación de la retribución del Operador del Sistema, con objeto de ajustarlos a la retribución prevista.

▪ *Anualidades para la financiación del déficit*

Se propone la actualización de las anualidades para la financiación del déficit de la propuesta de Orden, teniendo en cuenta el impacto de las 29 emisiones de FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012.

– *Desajuste del ejercicio 2012*

De acuerdo con la normativa vigente, se considera necesario incorporar en la Orden la previsión del desajuste del ejercicio 2012 junto con los intereses correspondientes.

– *Metodología para establecer la retribución del Operador del Sistema y el Operador del mercado*

Se considera necesario desarrollar una propuesta de metodología por la CNE para el cálculo de la retribución del Operador de Sistema y el Operador del Mercado, aspecto señalado en el “Informe sobre el sector energético español”. No obstante, se propone ampliar el plazo establecido en la propuesta de Orden a un año.

– *Consumidores en régimen transitorio*

Según se indicó en el Informe 34/2011 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, con el fin de evitar la ampliación sistemática de los plazos máximos previstos tras los cuales se propone la suspensión del suministro y teniendo en cuenta que el número de consumidores en esta situación ha ido reduciéndose paulatinamente, se considera más operativo la eliminación de plazos máximos y el establecimiento permanente de un precio disuasorio que puedan satisfacer los consumidores que transitoriamente se queden sin contrato. En particular, dicho precio disuasorio se correspondería con la TUR sin discriminación horaria más un 20%, en tanto exista dicha referencia de precio.

En este sentido sería conveniente recordar medidas remitidas al MIET, encaminadas a asegurar la protección de los derechos de los consumidores y fomentar la transparencia y participación activa de los consumidores en el mercado.

Finalmente, debería regularse explícitamente que para el precio establecido en el Artículo 21 de la Orden ITC 1659/2009 (precio disuasorio para clientes sin contrato de suministro en mercado), se considerará el precio de la TUR sin discriminación horaria y sin término de progresividad o, en caso contrario, establecer explícitamente qué precio de TUR sin DH con término de progresividad debe considerarse.

8. Medidas regulatorias

Esta Comisión realizó en marzo de 2012, a petición de la Secretaría de Estado de Energía y previa consulta pública, un diagnóstico de la situación económico-financiera del sistema eléctrico español, así como propuestas regulatorias necesarias para su solución, en el *Informe sobre el Sector Energético Español* (en adelante Informe 2/2012). En consecuencia, se remite a dichas propuestas y a la necesidad de establecer en el futuro una regulación eficiente en la retribución de las actividades y una definición estable de las fuentes de ingresos para financiar los costes de las actividades reguladas.

1 ANTECEDENTES

La Ley 17/2007, de 4 de julio, que modificó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, adapta dicha Ley a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

El artículo 17.1 de la citada Ley 54/1997 establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

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

El Real Decreto 1202/2010, de 24 de diciembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica determina que se revisarán anualmente.

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, determinan la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica determina la forma de cálculo y revisión de la retribución de esta actividad.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, establecen el mecanismo de actualización de las tarifas y primas.

La Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el RD-Ley 6/2009, modificado por el RD-Ley 6/2010 y el RD-Ley 14/2010, determinó una senda para la reducción anual del déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas hasta 2013, fecha a partir de la cual los peajes de acceso deberán ser suficientes. En particular, el RD-Ley 6/2010 estableció que el déficit de actividades reguladas no podrá superar desde 2009 a 2012, los 3.500 M€, 3.000 M€, 2.000 M€ y 1.000 M€, respectivamente. Estos dos últimos umbrales fueron ampliados en el RD-Ley 14/2010 (desde 2.000 a 3.000 M€ para 2011 y desde 1.000 a 1.500 M€ para 2012).

Según el R.D.-Ley 14/2010, todos estos déficit generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a recibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos hasta su finalización. 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 aprueben los peajes. Asimismo, estos déficits podrán ser cedidos al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

A partir del 1 de enero de 2013, los peajes de acceso serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas. De acuerdo con el R.D.-Ley 14/2010, en caso de que el déficit de las liquidaciones superase el previsto en la correspondiente disposición (hasta 2013), o en caso de la eventual aparición de desviaciones transitorias por desajustes en los costes o ingresos reales, respecto a los que sirvieron de base para la fijación de los peajes de acceso (a partir de 2013), en ambos casos, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen los peajes de acceso del período siguiente. Según el R.D.-Ley 14/2010, las cantidades financiadas serán devueltas reconociéndose a las empresas financiadoras un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que será fijado en la correspondiente Orden por la que se aprueben los peajes.

El punto 3 de la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en su redacción dada por el R.D.-Ley 14/2010, establece que si el importe del desajuste temporal no fuera conocido en el momento de la aprobación de la disposición por la que se aprueban los peajes de acceso del período siguiente, en dicha disposición se reconocerá de forma expresa, incluyendo los intereses que pudieran devengar, los importes que, en su caso, se estimen vayan a ser financiados. Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar dichos importes por los realmente financiados por cada una de las empresas, cuando se disponga de la información de la liquidación 14 del ejercicio correspondiente.

El RD-Ley 14/2010 estableció que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta un máximo de 2.500 M€, tendrán la consideración de déficit de ingresos del 2010, y podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

El 11 de octubre de 2011 se publicó en el B.O.E. el R.D. 1307/2011, que modifica el R.D. 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Se establece que el importe de la categoría de derechos de cobro “Déficit 2010” se verá incrementado por el desajuste temporal de las liquidaciones del sistema eléctrico que se produzca en 2010, que será el que resulte en el informe de la CNE sobre los resultados de la liquidación 14 de 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 M€.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista (en adelante RD-Ley 13/2012), ha introducido una serie de medidas sobre los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico, con impacto en el déficit del sistema eléctrico de 2012.

El Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, introduce medidas adicionales en su Título VII, destinadas a corregir el déficit tarifario provocado por los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos regulados. En particular, modifica la retribución del transporte eléctrico y las actividades extrapeninsulares, revisa el tipo de interés a aplicar a los importes pendientes del déficit en 2006, introduce los suplementos territoriales de aplicación a peajes de acceso y tarifas de último recurso, y la previsión de revisión trimestral de peajes de acceso establecida en el artículo 2.2 del Real Decreto 1202/2010.

El 12 de diciembre de 2012 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, 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 junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Se considera que la propuesta normativa debería haberse trasladado con mayor antelación a esta Comisión para informe preceptivo y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para la tramitación correspondiente.

En el Anexo VI del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2 CONSIDERACIONES PREVIAS DE CARÁCTER JURÍDICO

2.1 Sobre la necesidad de respetar el criterio del Tribunal Supremo respecto de la determinación de los peajes

Diversos autos del Tribunal Supremo se han pronunciado recientemente en materia de peajes. Dichos autos, dictados en sede cautelar, establecieron, en esencia, la obligación de revisar los precios de los peajes de acceso para que éstos sufraguen en su integridad los costes regulados previstos para el ejercicio que corresponda. Dichos autos asumen el criterio de sentencias anteriores del mismo Tribunal que anulaban órdenes de fijación de peajes por las que se disponía una reducción de los mismos cuando dicha disminución no se corresponda con la suma de los costes estimados de las actividades reguladas, incluida la incorporación de los desajustes temporales precedentes, a fin de evitar un eventual incremento de la tarifa de último recurso.

Así, por ejemplo, el Auto de 2 de marzo de 2012, relativo a la Orden IET/3586/2011 (de tarifas a partir de 1 de enero de 2012), señaló que *“la revisión de peajes no puede condicionarse al resultado de las subastas CESUR, de modo que una eventual disminución del precio de la energía permita incrementar los peajes en la proporción exacta para que los consumidores paguen una tarifa inalterada con respecto a la del trimestre precedente. La fijación de peajes de ese modo, señaló el Auto, “no se corresponde, de modo manifiesto con la debida estimación de los costes legalmente previstos que aquéllos deben cubrir”. En particular, el Auto declaró que la Orden no había incorporado al precio de los peajes estos conceptos: 1) El exceso previsto en la Memoria de la Orden sobre el límite de déficit ex ante fijado normativamente en 1.500 millones de euros; y 2) Las cantidades precisas para sufragar el desvío o desajuste temporal de las actividades reguladas de 2011. Con relación a esta última partida el Auto señaló: “La Orden de revisión de peajes de acceso para el primer trimestre del ejercicio 2012 no contempla esta partida, pese a que la Comisión Nacional de Energía ya había practicado determinadas liquidaciones mensuales correspondientes a 2011 a través de las cuales se ponía de relieve la existencia de aquellos desajustes.”.*

Si bien la Propuesta de Orden de peajes para 2013 prevé, formalmente, la recuperación de los desajustes del año 2012, el coste a recuperar será presumiblemente mayor del previsto en la Propuesta de Orden para dicho ejercicio. Además, las diversas incertidumbres referidas tanto a los ingresos (CO₂, suplementos territoriales, medidas fiscales, etc.) como a los costes (actividades extrapeninsulares, etc.) podrían determinar que los peajes no cumplieren el principio de suficiencia, es decir, que no permitiesen la recuperación de la totalidad del coste de las actividades reguladas (véase epígrafe 4).

2.2 Sobre la progresividad

La DA 14^a del Real Decreto-ley 20/2012, habilita al Ministro para establecer criterios de progresividad en los peajes de acceso. En particular, establece que *“tendrá en cuenta el consumo medio de los puntos de suministro, sin que se vean afectados los consumidores vulnerables”.* Adicionalmente, la Exposición de motivos de dicha norma señaló que la medida *“pretende dar una señal de precio energético a los consumidores, con el fin de que se traduzca en una mejora en el ahorro energético”.*

El criterio de progresividad elegido carece de motivación. No se justifica la razón del mismo, ni la elección de los concretos tramos considerados, ni el impacto de la medida en los consumidores.

2.3 Sobre los suplementos territoriales

La memoria de la Propuesta de Orden considera entre los ingresos liquidables un importe de 200 millones de euros procedente de suplementos territoriales (p. 15 de la Memoria).

El régimen jurídico de dichos suplementos se contiene en los artículos 17.4 y 18.5 de la Ley 54/1997, en redacción dada por el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio. La nueva redacción exige que incorporar el coste de suplementos territoriales en los precios de los peajes a fin de evitar que decisiones de carácter local incidan en los precios que deben pagar todos los consumidores⁴. El mismo Real Decreto-ley 20/2012 incluyó una habilitación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para realizar los desarrollos normativos necesarios para la aplicación de tales modificaciones (DA 15^a), que a la fecha de este informe no se ha desarrollado.

Pues bien, ni este último desarrollo normativo ha tenido lugar, ni la Propuesta de Orden de tarifas para 2013 constituye un desarrollo a tal efecto, pues no se refiere al modo de determinar, gestionar y liquidar los suplementos territoriales. A falta de desarrollo previo, no cabe considerar entre los ingresos liquidables las cantidades procedentes de suplementos territoriales, como se explica a continuación.

El artículo 17.4 de la Ley 54/1997, en redacción dada por el citado Real Decreto-ley 20/2012, señala: *“En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales, al peaje de acceso se le incluirá un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma. En el caso de que los tributos impuestos sean de carácter local y no vengan determinados por normativa estatal, al peaje de acceso se le podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado”*.

El artículo 18 se refiere a los suplementos territoriales en las tarifas TUR en términos similares⁵.

⁴ En particular, la Exposición de motivos del citado Real Decreto-ley 20/2012 señala: *“El hecho de gravar las diferentes actividades eléctricas a nivel autonómico podría implicar que el coste adicional que suponen estos tributos para los sujetos que realizan dichas actividades se traslade a todos los consumidores, bien en los costes de las actividades reguladas reconocidos en los peajes de acceso, o bien a través del precio del mercado libre. De esta forma, una decisión de este tipo adoptada en el ámbito autonómico afectaría al conjunto de consumidores en el ámbito nacional, en términos que no resultarían justificados. Con el fin de evitar esta situación, se determina para las Comunidades Autónomas que graven, directa o indirectamente, las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico, con tributos propios o recargos sobre los tributos estatales, la obligatoriedad de imponer el suplemento territorial en los peajes de acceso y tarifas de último recurso, debiendo ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma”*.

⁵ Art. 18.5: *“En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales a la tarifa de último recurso se le incluirá un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma”*.

La DA 15ª del Real Decreto-ley dispuso la señalada habilitación al Ministerio en los siguientes términos: *“Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a determinar, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación del suplemento territorial a los peajes de acceso y tarifas de último recurso, de acuerdo con lo establecido en los artículos 17 y 18 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, así como los mecanismos necesarios para su gestión y liquidación”*.

En definitiva, los artículos 17 y 18 citados exigen que las Comunidades Autónomas incorporen al peaje de acceso los suplementos territoriales que aprueben en el ámbito de su territorio, los cuales serán abonados por los consumidores de dicho ámbito territorial. Ello determina que los suplementos se incluyan en el sistema de liquidaciones.

Pues bien, el sistema de liquidaciones se configura como una “bolsa de liquidaciones” sin personalidad jurídica ni patrimonio propios, de la cual la CNE actúa como mero gestor. Es decir, todos y cada uno de los fondos tienen el origen y destino que señala la Ley y las partidas de ingresos liquidables están perfectamente determinadas (en el Real Decreto 2017/1997, y en otras normas).

Como antes se dijo, ni el Ministerio ha hecho uso de la habilitación normativa prevista en la DA 15ª del Real Decreto-ley 20/2012 ni la Propuesta de Orden de peajes incluye las previsiones necesarias para cumplir tal finalidad. Es decir, no existe regulación normativa ni sobre *“los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación del suplemento territorial a los peajes de acceso y tarifas de último recurso”* ni sobre los *“mecanismos necesarios para su gestión y liquidación”*. A falta de tal desarrollo, ni la CNE podrá realizar actividad liquidatoria alguna con relación a las cantidades previstas como suplementos territoriales, ni las mismas pueden considerarse, sin más, ingresos liquidables del sistema eléctrico

2.4 Financiación del Bono Social

Mediante comunicación de 6 de julio de 2012, esta Comisión trasladó al Ministerio un acuerdo adoptado en sesión de 5 de julio anterior, relativo a la ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012, por la que se declaran inaplicables el artículo 2, apartado 5, y la disposición transitoria segunda, último párrafo del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, así como las disposiciones segunda y tercera de la Orden ITC/1723/2009.

En particular, dicha comunicación se refería a la necesidad de disponer la manera en que se deba dar cumplimiento al fallo en la medida en que reconoce el derecho de la recurrente a que le sean reintegradas las cantidades que haya abonado por sí o por alguna empresa de su grupo empresarial Iberdrola Generación y Tarragona Power en concepto de financiación del bono social. En lo que se refiere a tal cuestión, el informe adjunto a la comunicación ya advertía que *“Dado que se trata de importes abonados en el curso de los ejercicios 2009, 2010 y 2011, sería preciso que*

En el caso de que los tributos impuestos sean de carácter local y no vengan determinados por normativa estatal, a la tarifa de último recurso se le podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado”.

por parte del Ministerio se adoptaran las decisiones oportunas en ejecución de la Sentencia y se estableciera el concepto y el ejercicio con cargo al cual han de efectuarse las devoluciones. Dada la incidencia que estas devoluciones pueden tener sobre el déficit previsto para 2012, sería preciso que las disposiciones correspondientes fueran adoptadas cuanto antes, a los efectos de que puedan incorporarse, en su caso, los datos correspondientes a la próxima revisión de peajes”.

Además, la misma comunicación señaló que la elevación a firmes de las liquidaciones de los mencionados ejercicios 2009 a 2011 ya no podrá hacerse sobre el soporte en que se basaron los pagos a cuenta, dada la anulación del mecanismo de financiación del bono social. Siendo así, el Ministerio habría de adoptar cuanto antes las decisiones que permitan la ejecución ordenada y homogénea para todas las empresas generadoras.

3 EL DÉFICIT DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS Y LA DEUDA VIVA DEL SISTEMA A 31 DE DICIEMBRE DE 2012

El pasado 7 de marzo de 2012 el Consejo de la Comisión aprobó el *Informe sobre el Sector Energético Español*, en cumplimiento del encargo recibido por parte de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, mediante escrito del 27 de enero de 2012, de elaborar un informe sobre medidas de ajuste regulatorio que se pudieran adoptar en los sectores energéticos, en particular, dirigidas a atajar la evolución del déficit tarifario en el sector eléctrico y evitar un posible déficit estructural para el periodo 2012-2015 en el sector del gas.

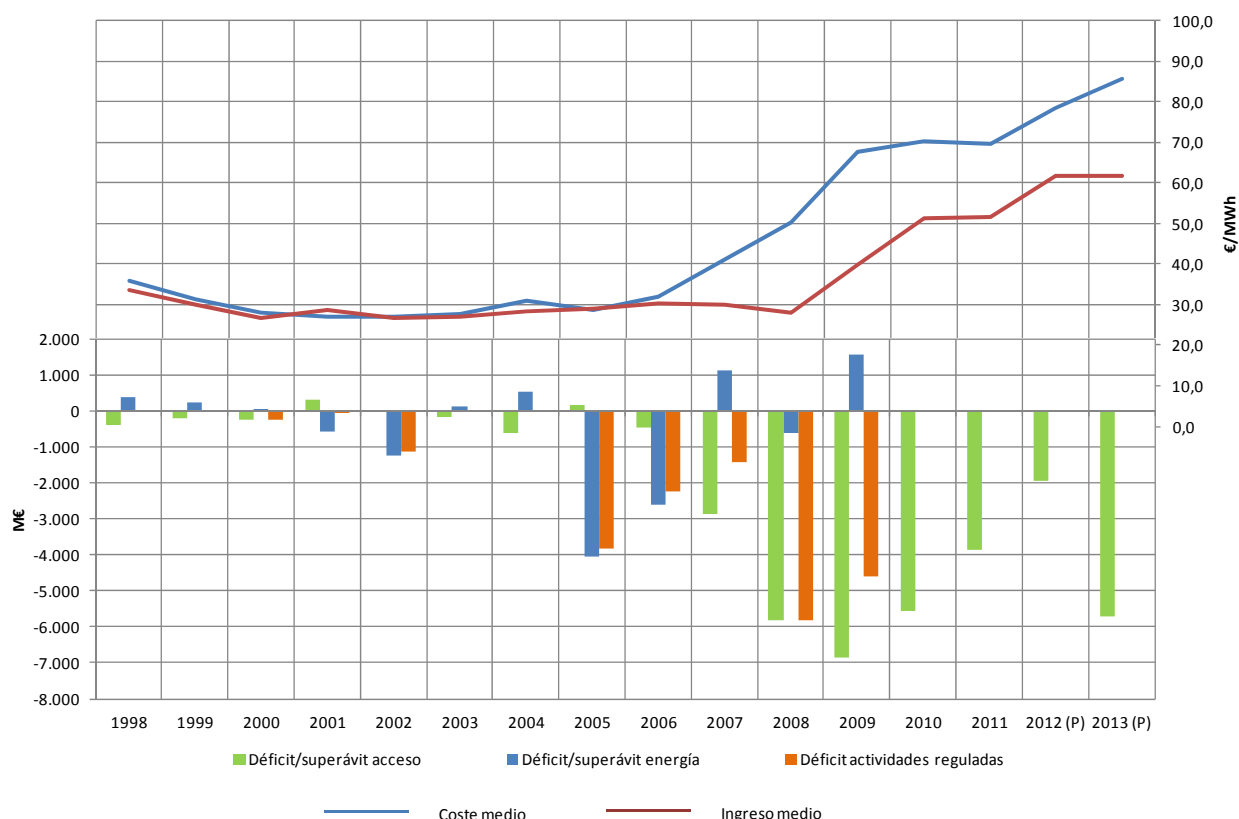
En la Parte I de este informe, partiendo del análisis de la situación actual del sistema eléctrico español, con especial atención a la evolución de los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos años, y la evolución prevista, se proponían una serie de medidas de ajuste regulatorio con impacto económico a corto plazo sobre el déficit tarifario y un conjunto de medidas que si bien tienen un impacto a medio plazo, supondrían un ahorro significativo de costes del sistema, así como mejoras de eficiencia.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista establece, en su Título III, un conjunto de medidas con objeto de reducir los desajustes temporales para el año 2012, de manera que el desajuste remanente pueda ser absorbido mediante el incremento de los peajes de acceso para alcanzar, de manera inmediata, el principio de suficiencia recogido en la en la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio estimó el ahorro de la medidas introducidas en el Real Decreto-ley 13/2012 en 1.764 M€

El 14 de julio de 2012 se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 20/2012 introduciendo medidas adicionales destinadas a corregir el déficit tarifario provocado por los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos regulados. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio estimó el ahorro de dichas medidas en 150 M€.

La liquidación provisional 10/2012 muestra un déficit de actividades reguladas de 4.030 M€, superior en 2.530 M€ al límite legal establecido para 2012 (1.500 M€). En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima el desvío sobre el límite legal para 2012 en 1.952 M€. En el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, se estima que los costes de acceso superarán en 5.717 M€ a los ingresos por facturación de peajes de acceso en 2013 (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Evolución de la diferencia entre el ingreso medio y coste medio de acceso (€/MWh) y del déficit de actividades reguladas (Millones €)



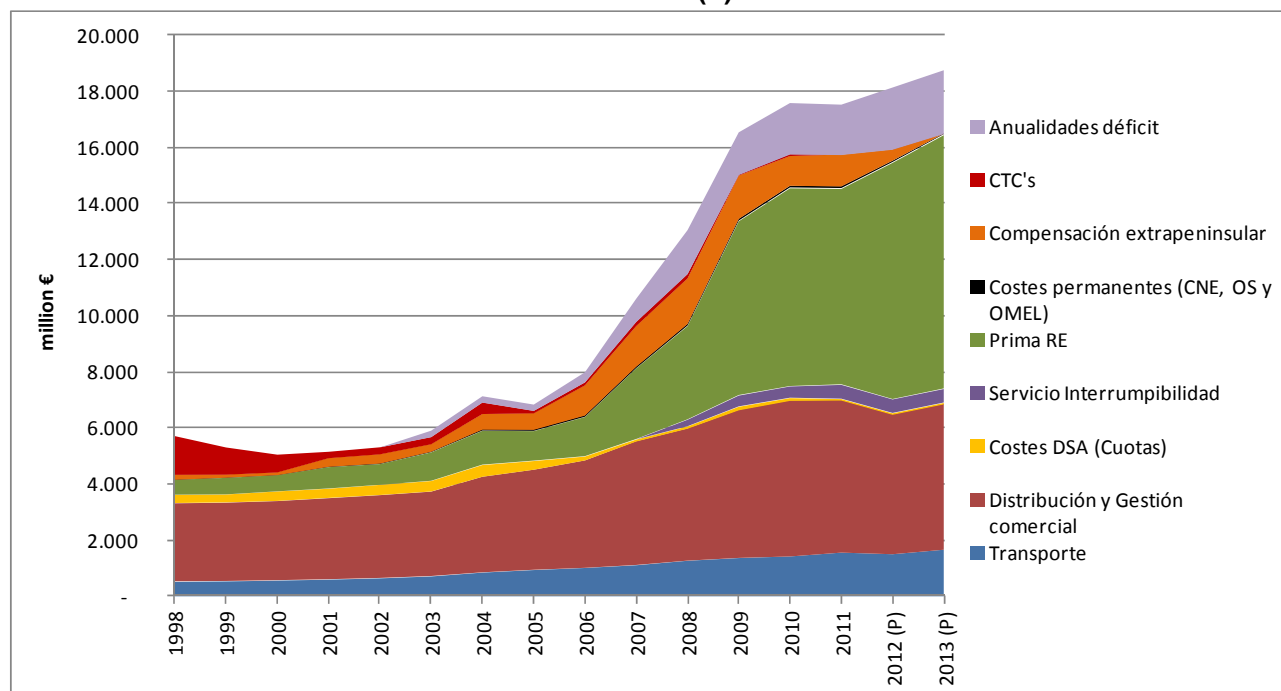
Fuente: CNE (Liquidación definitiva 2006, Liquidación definitiva 2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009, Liquidación 14/2010 y Liquidación 14/2011). Las previsiones para los ejercicios 2012 y 2013 son las que resultan de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cabe señalar que, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el déficit estimado para 2012, tras las medidas introducidas en los sucesivos Reales Decretos-ley, se explica, fundamentalmente, por un desvío en las primas del régimen especial de 1.224 M€, una reducción en los ingresos por facturación de peajes de acceso estimada en 460 M€ y del menor saldo positivo de los pagos por capacidad, estimado en 142 M€ (debido a la contracción de la demanda), todo ello respecto de la previsión de abril, actualizada con el Real Decreto-ley 20/2012. Adicionalmente, otras diferencias se explican por la incorporación en las liquidaciones del ejercicio 2012, de la liquidación definitiva de la compensación extrapeninsular de 2010 (90 M€) y por el impacto de la eliminación de la compensación extrapeninsular 2011, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2012 (256,4 M€).

Para 2013, según información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, está previsto un incremento de los costes de acceso para 2013 del 9% respecto a 2012 (del 12,1% de

los costes regulados). En el siguiente gráfico se muestra la evolución de las diferentes partidas de costes de acceso, excluyendo la correspondiente al desvío de los ejercicios anteriores.

Gráfico 2. Evolución de los costes de acceso excluyendo desvíos de ejercicios anteriores (miles €). 1998-2013 (P)



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009, Liquidación 14/2010 y Liquidación 14/2011). Para 2012 y 2013 se han considerado los costes previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Conviene subrayar que la evolución reciente de las diferentes partidas de los costes de acceso de las actividades reguladas y del régimen especial no es compatible con la sostenibilidad financiera a largo plazo del sistema.

Cabe señalar que, en el Informe 2/2012 se realizaron una serie de propuestas a las que esta Comisión se remite.

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda del sistema estimada en torno a 21.899,7 M€ a 31 de diciembre de 2012, cifra que supera en 1,6 veces la previsión de ingresos del ejercicio⁶.

En el Cuadro 1 se muestra la deuda estimada del sistema a 31 de diciembre de 2012, desglosada por categorías de déficit y titulares de los derechos de cobro del sistema. Cabe indicar que, del total de la deuda estimada del sistema (21.899,7 M€), el 19,1% son derechos de cobro de las empresas eléctricas, el 65,8% corresponde a FADE y el 15,1% está cedido a terceros (directamente por las empresas eléctricas o por subastas de déficit ex ante). La estructura en la titularidad de los derechos cobro frente al sistema eléctrico es muy diferente a la registrada hace

⁶ A 31 de diciembre de 2003, primer año en que se reconoce la existencia del déficit, la deuda representó el 23% de los ingresos por tarifas de acceso. A 31 de diciembre de 2007, tras la introducción del déficit ex ante, la deuda representó el 126% de los ingresos de acceso.

un año, con un reparto de la deuda viva de 21.720,9 M€ a 31 de diciembre de 2011, del 39% para las empresas, 44% para FADE y 17% cedido a terceros, respectivamente.

Cuadro 1. Deuda del sistema a 31 de diciembre de 2011 y estimada a 31 de diciembre de 2012, desglosado por tipología de titulares de derechos de cobro frente al sistema eléctrico (miles de €)

	Importe pendiente a 31/12/2011 (miles €)	Importe pendiente a 31/12/2012 (miles €)
Total déficit por tenedores de derechos de cobro frente al sistema	21.720.882	21.899.712
Cedido a terceros	3.665.147	3.310.101
Déficit peninsular 2005	2.622.700	2.348.819
Déficit ex ante	1.042.447	961.282
Empresas eléctricas	8.515.645	4.172.418
Extrapeninsular 2003-2005	365.703	28
Déficit extrapeninsular 2006	679.828	-
Déficit extrapeninsular 2007	-	-
Déficit extrapeninsular 2008	-	-
Déficit peninsular 2006	1.575.982	-
Déficit peninsular 2008	676.372	-
Déficit 2009	7.759	-
Déficit 2010	2.321.019	2.155.588
Déficit 2011	2.888.982	2.016.802
Déficit 2012		-
FADE	9.540.090	14.417.193
Previsión déficit a ceder a FADE	1.500.000	-
Déficit 2012	1.500.000	-
Total +déficit 2012	23.220.882	21.899.712

Fuentes: Normativas por las que se reconoce el déficit de ingresos en las actividades reguladas y CNE. Se consideran las 29 emisiones FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012.

A título informativo, en el siguiente cuadro se recoge la información comparativa de las 29 emisiones FADE realizadas en 2011 y hasta el 17 de diciembre de 2012.

Cuadro 2. Comparativa de emisiones FADE

Emisión	Fecha desembolso	Tipo	Nominal (M€)	Importe efectivo (M€)	Plazo (años)	Diferencial con bono español (p.b.)	TIR emisión (1)	TIR emisión con comisiones (2)	TIR consumidor 2011 (3)	TIR consumidor 2012 (3)
1ª	25/01/2011	Sindicada	2.000	1.995,54	3,14	93	4,883%	4,918%	5,22%	5,617%
2ª	24/02/2011	Sindicada	2.000	1.994,02	4,31	90	5,086%	5,119%	5,42%	5,617%
3ª	31/03/2011	Sindicada	2.000	1.987,20	9,96	83	5,988%	6,012%	6,31%	5,617%
4ª	20/05/2011	Sindicada	1.000	998,8	7,33	71	5,626%	5,652%	5,95%	5,617%
5ª	05/10/2011	Sindicada	1.500	1.497,80	1,95	98	4,483%	4,524%	4,82%	5,617%
6ª	23/11/2011	Privada	325	313,898	6,82	85	6,420%	6,420%	6,72%	5,617%
7ª	23/11/2011	Privada	125	95,481	15,06	85	7,701%	7,701%	8,00%	5,617%
8ª	05/12/2011	Privada	125	121,32	3,52	85	6,715%	6,715%	7,02%	5,617%
9ª	15/12/2011	Privada	125	95,234	14,51	85	7,805%	7,805%	8,11%	5,617%
10ª	23/12/2011	Privada	566	566,429	1,73	85	4,930%	4,930%	5,23%	5,617%
11ª	23/12/2011	Privada	140	145,37	2,23	85	4,717%	4,717%	5,02%	5,617%
Total 2011			9.906	9.811						
12ª	03/02/2012	Privada	235,0	248,82	3,37	70	4,110%	4,110%		4,410%
13ª	03/02/2012	Privada	212,0	225,41	2,12	70	3,750%	3,750%		4,050%
14ª	08/02/2012	Privada	340,0	364,93	3,36	72	3,670%	3,670%		3,970%
15ª	10/02/2012	Privada	153,0	164,00	2,10	70	3,360%	3,360%		3,660%
16ª	10/02/2012	Privada	150,0	160,72	3,35	70	3,734%	3,734%		4,034%
17ª	10/02/2012	Privada	200,0	199,68	2,85	70	3,463%	3,463%		3,763%
18ª	15/02/2012	Privada	236,1	233,67	13,08	90	6,370%	6,370%		6,670%
19ª	20/02/2012	Privada	580,0	575,01	15,07	85	6,553%	6,553%		6,853%
20ª	20/02/2012	Privada	133,7	131,08	13,07	83	6,488%	6,488%		6,788%
21ª	27/02/2012	Privada	125,0	123,78	14,05	80	6,610%	6,610%		6,910%
22ª	06/03/2012	Privada	844,0	842,41	5,78	80	4,917%	4,942%		5,242%
23ª	05/11/2012	Privada	122,5	122,00	12,37	75	6,781%	6,781%		
24ª	09/11/2012	Privada	75,0	76,01	5,86	72	5,486%	5,486%		
25ª	12/11/2012	Privada	76,0	77,26	8,34	75	6,244%	6,244%		6,544%
26ª	20/11/2012	Privada	110,0	111,91	5,82	72	5,441%	5,441%		5,741%
27ª	11/12/2012	Sindicada	1.750,0	1.744,14	3,02	70	4,120%	4,156%		4,456%
28ª	18/12/2012	Privada	100,0	99,22	4,99	60	5,059%	5,059%		5,359%
29ª	28/12/2012	Privada	150,0	160,30	5,72	63	5,211%	5,211%		5,511%
Total 2012			5.592	5.660						

TOTAL	15.498	15.471
--------------	---------------	---------------

Emisiones con cesión de déficit
Emisiones sin cesión de déficit

Fuente: CNE

- (1) La TIR de la emisión es la que perciben los inversores que adquieren los bonos emitidos por FADE
- (2) La TIR de la emisión con comisiones incluye en el cálculo las comisiones de las entidades colocadoras.
- (3) La TIR con la que se calcula la anualidad a satisfacer a FADE en el año de la emisión y por tanto se traslada al consumidor. Es la TIR de la emisión con comisiones más 30 puntos básicos.

En relación a la variación de los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/843/2012, esta Comisión propuso en su Informe 6/2012 sobre la propuesta de Orden por la que se actualizaban

los peajes a partir de 1 de abril de 2012, la aplicación de una sola subida de los peajes a los consumidores de baja tensión, en lugar del incremento de los peajes del primer trimestre y la reducción de los peajes de aplicación a partir del segundo trimestre. Cabe señalar que, de haberse adoptado la propuesta de esta Comisión, el nivel de precios actual sería superior, y, por tanto, los ingresos de acceso previstos para 2013 resultarían superiores en 549,3 M€ a los que resultan de aplicar los precios de la Orden IET/843/2012, todo ello sin un incremento adicional en a la factura media de 2012 de los consumidores.

4 ESCENARIO DE PREVISIÓN DE INGRESOS POR PEAJES DE ACCESO Y DE COSTES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA 2013 SEGÚN LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1 Previsiones de demanda en barras de central y en consumo

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de demanda en b.c. para el cierre del ejercicio 2012 y 2013. La demanda en b.c. para el cierre de 2012 y 2013, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, se corresponden con las previsiones del Operador del Sistema recogidas en el informe elaborado por la CNE y remitidas a Subdirección General de Energía Eléctrica, el pasado 22 de octubre, en respuesta a su solicitud información sobre diversos aspectos para la elaboración de la tarifa eléctrica correspondiente al ejercicio 2013.

En el Cuadro 4 se presenta la estructura de la demanda en consumo prevista para 2013, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. En la Memoria no se aporta información sobre la demanda en consumo prevista para 2012. La composición de la demanda en consumo por peaje de acceso prevista para el 2013, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, es similar a la previsión en consumo por grupo tarifario elaborada por la CNE, recogida en el citado informe, a partir de las previsiones suministradas por las empresas, en coherencia con la demanda en b.c. facilitada por el Operador del Sistema. En el Anexo I del informe se incluye el informe “Solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013”.

Cuadro 3. Demanda en barras de central 2011, previsiones para el cierre de 2012 y 2013 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Real 2011 GWh	Previsión cierre 2012		Previsión 2013	
		GWh	% variación 12 sobre 11	GWh	% variación 13 sobre 12
<i>Peninsular</i>	254.786	249.690	-2,0%	248.941	-0,3%
<i>Extrapeeninsular</i>	15.030	15.123	0,6%	15.423	2,0%
<i>Demanda nacional</i>	269.816	264.813	-1,9%	264.364	-0,2%

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

Cuadro 4. Previsión de demanda en consumo para 2013 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes	Consumo (GWh)
Baja Tensión	28.615.456	118.396
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	26.931.292	70.932
2.0 A	25.839.498	63.431
2.0 DHA	1.091.794	7.501
2.0 DHS	0	0
<i>10 kW < Pc ≤ 15 kW</i>	902.777	9.780
2.1 A	717.851	6.510
2.1 DHA	184.926	3.270
2.1 DHS	0	0
<i>Pc > 15 kW (3.0 A)</i>	781.387	37.684
Media tensión	106.200	74.070
3.1 A	86.824	16.862
6.1	19.376	57.208
Alta tensión	2.507	48.751
6.2	1.621	17.207
6.3	396	8.394
6.4 (1)	490	23.150
Total	28.724.163	241.217

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

4.2 Los costes de acceso de la propuesta de Orden para 2013

En el siguiente apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2012 incluido en la propuesta de Orden, al ser una partida de coste que se incorpora en el escandallo de costes de 2013. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2013. Cabe indicar que, primero, se exponen las previsiones incluidas en la propuesta de Orden y memoria justificativa, y posteriormente, se incluyen consideraciones de la CNE, en su caso, sobre las estimaciones presentadas en la propuesta de Orden.

Desajuste de ingresos de 2012

La Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 establece en 1.500 M€ el límite al déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2012. Asimismo, la citada Disposición determina que hasta el 1 de enero de 2013 las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso deberán reconocer de forma expresa los déficit que se estime puedan producirse en las liquidaciones de actividades reguladas. En caso de que el déficit de liquidaciones supere al previsto en la correspondiente disposición, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen los peajes de acceso junto con el tipo de interés que se reconozca.

La propuesta de Orden presenta 1.951,6 M€ como mejor previsión del desajustes temporal para el ejercicio 2012.

En el Cuadro 5 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2012 según la Memoria que acompañó a las propuestas de Orden, en las sucesivas revisiones de peajes.

Se observa que respecto a la previsión de abril de 2012, tras la aplicación de medidas sobre los costes y aumentos en los peajes de acceso, las partidas que más se han desviado respecto a la previsión inicial han sido las primas de régimen especial por parte de los costes y la previsión de ingresos por la caída de la demanda.

Cuadro 5. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC para 2012 en la Orden ITC/3586/2011, Orden IET/843/2012 (1) y propuesta de Orden.

Coste de acceso (Miles €)	Previsión inicial (diciembre 2011)	Previsión de cierre 2012 (abril 2012) (1)			Previsión de cierre 2012 (diciembre 2012)		
	Orden IET/3586/2011 (A)	RD Ley 13/2012 RD Ley 20/2012 Orden IET/843/2012 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)	Propuesta de Orden (C)	Diferencia (C) - (B)	% variación (C) sobre (B)
Coste Transporte	1.722.434	1.477.453	- 244.981	-14,2%	1.477.453	-	0,0%
Coste Distribución	5.466.157	4.946.812	- 519.346	-9,5%	4.946.812	-	0,0%
Coste Gestión Comercial	226.591	56.648	- 169.943	-75,0%	56.648	-	0,0%
Costes de diversificación	7.629.879	7.782.717	152.838	2,0%	8.980.968	1.198.251	15,4%
Prima RE	7.013.581	7.220.988	207.407	3,0%	8.444.621	1.223.633	16,9%
Servicio de interrumpibilidad	561.499	505.000	- 56.499	-10,1%	484.000	- 21.000	-4,2%
Cuotas	54.799	56.729	1.930	3,5%	52.347	- 4.382	-7,7%
Costes Permanentes	538.360	516.285	- 22.075	-4,1%	447.974	- 68.311	-13,2%
Compensación extrapeninsular	473.206	473.206	-	0,0%	405.500	- 67.706	-14,3%
Cuotas	65.154	43.079	- 22.075	-33,9%	42.474	- 605	-1,4%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.190.575	2.190.575	-	0,0%	2.219.575	29.000	1,3%
Exceso déficit años anteriores	-	998.687	998.687	n.a	850.331	- 148.356	-14,9%
Costes de acceso (A)	17.773.997	17.969.177	195.181	1,1%	18.979.761	1.010.583	5,6%
Costes(+)/ingresos(-) liquidables (B)	- 268.000	- 1.156.214	- 888.214	331,4%	- 642.142	514.072	-44,5%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (2)	- 268.000	- 478.214	- 210.214	78,4%	- 336.000	142.214	-29,7%
Ingresos Pagos por capacidad		1.653.009	1.653.009	n.a	1.522.000	- 131.009	-7,9%
Coste Pagos por Capacidad		1.174.795	1.174.795	n.a	1.186.000	11.205	1,0%
Incentivo a la inversión		590.853	590.853	n.a	548.000	- 42.853	-7,3%
Incentivo a la disponibilidad		171.245	171.245	n.a	188.000	16.755	9,8%
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro		412.697	412.697	n.a	450.000	37.303	9,0%
Impacto Sentencia TS de 7/03/2012	161.000	161.000	161.000	n.a	161.000	-	0,0%
Devolución de la financiación del Bono Social		-	-	n.a	-	-	n.a
Financiación Bono Social 2012		161.000	161.000	n.a	161.000	-	0,0%
Impacto del Auto 28 de febrero del TS	- 179.000	- 179.000	- 179.000	n.a	- 154.000	25.000	-14,0%
Resultados ejercicios anteriores CNE (art. 8 del RDL 13/2012)	- 60.000	- 60.000	- 60.000	n.a	- 60.000	-	0,0%
Efectivo y otros activos líquidos IDAE (art. 9 del RDL 13/2012)		- 600.000	- 600.000	n.a	- 600.000	-	0,0%
Liquidación definitiva compensación extrapeninsular 2010		-	-	n.a	90.458	90.458	n.a
Compensación extrapeninsular 2011		-	-	n.a	256.400	256.400	n.a
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	17.505.997	16.812.964	- 693.033	-4,0%	18.337.619	1.524.655	9,1%
Límite Real Decreto-Ley 6/2010 (D)	1.500.000	1.500.000			1.500.000		
Ingresos regulados (E)	14.120.906	15.345.980	1.225.074	8,7%	14.885.980	- 460.000	-3,0%
Ingresos por tarifas de acceso (4)	13.758.906	14.983.980	1.225.074	8,9%	14.604.980	- 379.000	-2,5%
Ingreso peajes de acceso	13.357.926	14.983.980	1.626.054	12,2%	14.291.000	- 692.980	-4,6%
Ingresos reactiva y excesos capacidad	348.000	- 348.000	- 348.000	-100,0%	261.000	261.000	n.a
Ingresos por exportaciones	52.980	- 52.980	- 52.980	-100,0%	52.980	52.980	n.a
Peajes Generadores	142.000	142.000	-	0,0%	121.000	- 21.000	-14,8%
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	120.000	120.000	-	0,0%	60.000	- 60.000	-50,0%
Consumos en generación	100.000	100.000	-	0,0%	100.000	-	0,0%
Déficit(-)/supávit (+) de actividades reguladas (E) - [(C) - (D)]	- 1.885.090	33.016			- 1.951.639		

Fuentes: Orden IET/3586/2011, RD-Ley 13/2012, Orden IET/843/2012, RD-Ley 20/2012 y propuesta de Orden (1) Incluye el impacto del RD-Ley 20/2020.

Comentarios de la CNE

La Liquidación de la CNE 10/2012, el déficit de la liquidación de actividades reguladas de 2012 asciende a 4.030 M€, cifra que supera en 2.530 M€ el límite establecido en el Real Decreto-ley 6/2010 para 2012 (1.500 M€), si bien cabe indicar que las primas del régimen especial se liquidan en doce mensualidades mientras que los ingresos y el resto de costes de actividades reguladas se liquidan en 14 liquidaciones.

Adicionalmente, se señalan los siguientes aspectos:

– *Compensación extrapeninsular*

El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, establece, en su disposición adicional segunda que las compensaciones por los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares serán financiadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. En particular, durante el año 2009 se compensará a través de los Presupuestos Generales del Estado el 17% del total; en el año 2010, el 34%; en el año 2011, el 51%; en el año 2012, el 75%; y el 100% a partir de los ejercicios siguientes (2013 inclusive).

El Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público estableció, en el apartado dos de la disposición adicional quinta, que la cuantía máxima que se asumiría con cargo a los presupuestos generales del estado del ejercicio 2012 para atender el extracoste de generación del año 2011 (al que se refiere la disposición adicional 1ª del Real Decreto-ley 6/2009) sería de 256.400 miles de euros.

Sin embargo, la Ley 2/2012, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2012, en la disposición derogatoria segunda, deroga la disposición adicional quinta relativa a las “Compensaciones por los extracostes de generación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares” establecida en el Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, y, asimismo, señala, en la Disposición adicional trigésima octava relativa al extracoste de generación eléctrica insular y extrapeninsular que durante el ejercicio 2012 queda en suspenso los extracostes de generación correspondientes al año 2011 y la aplicación del mecanismo de compensación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Según la Memoria que acompaña la propuesta de Orden, en el cálculo del desajuste del ejercicio 2012 se ha tenido en cuenta los 256,4 M€ finalmente no financiados por los PGE correspondientes a compensación extrapeninsular del ejercicio 2011. Asimismo, se ha tenido en cuenta el resultado de la liquidación definitiva de la compensación extrapeninsular correspondiente a 2010, que supone un incremento de los costes de acceso de 90,6 M€.

Cabe señalar que, con la última información disponible la previsión de la compensación extrapeninsular del ejercicio 2011 podría estar infravalorada en 167 M€ (véase epígrafe 6.6).

Por otra parte, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la compensación extrapeninsular prevista para el cierre del ejercicio 2012 se corresponde con la previsión de la CNE (1.722 M€), minorada en 100 M€, como consecuencia del impacto del Real Decreto-ley 13/2012. De este importe (1.622 M€, esto es, 1.722 M€ menos 100 M€) será financiado con

cargo a los peajes del 2012 el 25% (405,5 M€) y el 75% por los Presupuestos Generales del Estado, conforme establece el Real Decreto-ley 6/2009. Sin embargo, la propuesta de Orden no modifica el importe establecido en la Orden IET/3586/2011, que ascendía a 473,2 M€. De no modificarse el importe que debe ser financiado por los peajes de acceso en 2012, el desajuste del ejercicio 2012 se estaría infraestimando en 67,7 M€.

El Proyecto de Ley de los Presupuestos Generales del Estado para el 2013 señala, en su disposición adicional cuarta que, con efectos uno de enero de 2013 y por vigencia indefinida, queda en suspenso la aplicación del mecanismo de compensación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, establecido en la disposición adicional primera del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril de los extracostes de generación eléctrica insular y extrapeninsular.

En caso de que finalmente, la totalidad de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2012 fuera financiado con cargo a los peajes de acceso, el desajuste del sistema eléctrico en 2012 aumentará en 1.216,5 M€ (esto es, 1.622 M€ menos 405,5 M€) más respecto a lo previsto en la Memoria (1.951,6 M€).

– *Anualidades para la financiación del déficit de actividades reguladas*

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, las anualidades para la financiación del déficit de actividades reguladas del ejercicio 2012 ascienden a 2.220 M€. Al respecto se indica que, conforme al Real Decreto 437/2010 la diferencia entre las anualidades previstas y las que resulten de las sucesivas emisiones tendrán la consideración de ingresos o costes liquidables del sistema.

La liquidación provisional 5/2012 del sector eléctrico, que ha liquidado la CNE, incluye la liquidación de los derechos de cobro pendientes tras la 22ª emisión de FADE, de las categorías “Peninsular 2006”, “Déficit 2009” y “Déficit 2010”, con cargo a las anualidades del desajuste de ingresos para 2012 establecidas en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012, una vez recabadas por parte del Comité de Seguimiento del Proceso de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico y emitidas las oportunas aceptaciones por las empresas cedentes y por la entidad cesionaria.

Asimismo, en la liquidación provisional 7/2012 del sector eléctrico, se ha procedido a aplicar lo establecido en el artículo 42 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, en lo relativo al tipo de interés definitivo a aplicar a efectos de cálculo del precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico de los “Derechos de Cobro peninsular 2006”, que ha supuesto un importe de 73,463 M€.

Como consecuencia de la actualización del tipo de interés, la anualidad definitiva a correspondiente al déficit ex ante es 1.203,42 miles € inferior a la anualidad provisional prevista en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012. Esta diferencia disminuiría el déficit del ejercicio 2012.

En la anualidad liquidada a FADE en 2012 se ha incluido el ajuste generado por la emisión 23ª y 24ª de FADE. Dado que las emisiones no conllevan cesión de derechos por parte de las empresas eléctricas, no se incrementa la deuda del sistema con FADE, sino que únicamente se introduce un ajuste en la anualidad a satisfacer a FADE en 2012, para reconocer la variación en el coste promedio de financiación del fondo. Estos ajustes han ascendido a 292.737 € para la emisión 23ª y a 13.591€ para la emisión 24ª.

Teniendo en cuenta las citadas liquidaciones, así como las emisiones de FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012 (29 emisiones), las anualidades para la financiación del déficit de actividades reguladas en el ejercicio 2012 ascienden 2.255,9 M€, cifra superior en 36,3 M€ a la prevista por el Ministerio.

– *Coste de los pagos por capacidad*

Según el Informe mensual de octubre que elabora REE, conforme a lo establecido en la Disposición adicional decimotercera del Real Decreto 1634/2006, el coste correspondiente al incentivo a la inversión liquidado entre enero y noviembre de 2012 asciende a 564,1 M€, cifra superior en 16,1 M€ a la prevista en la Memoria para el cierre de 2012.

Teniendo en cuenta la última información disponible en la Comisión, se estima que el incentivo a la inversión alcance los 615 M€, lo que supone un aumento de 67,4 M€ respecto de la cuantía prevista para el cierre del ejercicio en la Memoria.

– *Impacto del artículo 8 del Real Decreto-ley 13/2012*

Según la Memoria el saldo a 31 de diciembre de 2011 de los resultados de ejercicios anteriores de la partida de fondos propios del balance de la Comisión Nacional de Energía, estimada en 60 M€. Al respecto se indica que el importe de dicho saldo a 31 de diciembre de 2011 asciende a 80 M€ y que en el ejercicio 2012 únicamente se podrán incorporar como ingresos liquidables del sistema de gas y electricidad 35,5 M€, correspondiendo al sector eléctrico 29,3 M€ (82,7%⁷), cifra inferior en 30,7 M€ a la considerada en el cálculo del desajuste.

– *Impacto del artículo 9 del Real Decreto-ley 13/2012*

La Memoria estima en 600 M€ el impacto del artículo 9 del Real Decreto-ley 13/2012 relativo a la consideración de ingresos liquidables del sistema del saldo a 31 de diciembre de 2011 de la partida de «Efectivo y otros activos líquidos equivalentes» de las cuentas anuales del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Cabe señalar que, se ha incorporado en la Liquidación 8/2012 un importe de 509 M€ por este concepto, lo que supone que el desajuste previsto en la memoria justificativa está sobrevalorado en 91 M€.

– *Liquidación del transporte*

El pasado 5 de diciembre de 2012 el Consejo de la CNE aprobó el “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 empresa”. De acuerdo con el citado informe, la retribución definitiva de la actividad del transporte para los ejercicios 2008, 2009, 2010 y 2011 resulta inferior en 97,2 M€

⁷ Según la “Propuesta reparto ingreso IDAE entre liquidaciones de electricidad y gas” aprobado por el Consejo de 10 de octubre de 2012.

a la retribución provisional reconocida en las correspondientes Órdenes de peajes, si bien cabe señalar que queda pendiente de cálculo el incentivo/penalización hasta la publicación de la Orden prevista en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008.

El impacto de las consideraciones anteriores podría suponer un aumento del desajuste del ejercicio 2012 de, aproximadamente, 1.511,5 M€ más respecto a la cifra incluida en la Memoria justificativa (Véase Cuadro 7).

Costes de acceso de 2013

En el Cuadro 6 se comparan los costes de acceso previstos para el cierre de 2012 y 2013, según la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Los costes previstos en la propuesta de Orden para 2013 ascienden a 20.696 M€, 1.716 M€ más que los costes previstos para el cierre del ejercicio 2012. En particular, los costes de acceso registran un aumento del 9% en términos anuales. En dicha previsión se supone que según el RDL 6/2009 la compensación extrapeninsular será financiada en su totalidad por los PGE. Cabe indicar que si no fuera así, los costes de acceso aumentarían un 18,3%.

Las partidas de costes de acceso que experimentan mayores aumentos en 2013 respecto al cierre de 2012, según la propuesta de Orden, son el exceso de déficit de años anteriores (con un aumento anual del 129,5%), la retribución al transporte (10,8%) y las primas del régimen especial (7,3%). En términos absolutos, de los 1.716 M€ más de costes de acceso respecto a 2012, 1.101 M€ corresponden al aumento del desajuste de ejercicios anteriores, 615 M€ a las primas del régimen especial, 215 M€ a la retribución de la distribución y 160 M€ a la retribución del transporte. Las únicas partidas de coste que se reducen son las correspondientes a la compensación extrapeninsular (-405,5 M€), siempre que pasen a ser financiadas en su totalidad por los PGE en 2013 según el RDL 6/2009, y las cuotas de los costes permanentes, ya que la retribución del Operador del Sistema durante todo el año 2013 (en 2012 sucedió desde junio), pasa a ser financiada por los sujetos del sistema (-21,5 M€).

Cuadro 6. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC para el cierre de 2012 y 2013, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Coste de acceso (Miles €)	Previsión de cierre 2012 Propuesta de Orden (A)	Previsión inicial 2013 Propuesta de Orden (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Coste Transporte	1.477.453	1.637.167	159.714	10,8%
Coste Distribución	4.946.812	5.161.400	214.588	4,3%
Coste Gestión Comercial	56.648	57.044	396	0,7%
Costes de diversificación	8.980.968	9.596.417	615.449	6,9%
Prima RE	8.444.621	9.060.070	615.449	7,3%
Servicio de interrumpibilidad	484.000	484.000	-	0,0%
Cuotas	52.347	52.347	-	0,0%
Costes Permanentes	447.974	20.997	- 426.977	-95,3%
Compensación extrapeninsular	405.500	-	- 405.500	-100,0%
Cuotas	42.474	20.997	- 21.477	-50,6%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.219.575	2.270.957	51.382	2,3%
Exceso déficit años anteriores	850.331	1.951.638	1.101.307	129,5%
Costes de acceso	18.979.761	20.695.620	1.715.859	9,0%

Fuentes: Orden IET/3586/2011, RD-Ley 13/2012, Orden IET/843/2012, RD-Ley 20/2012 y propuesta de Orden

Según la última información disponible por esta Comisión, se formulan las siguientes consideraciones sobre los costes de acceso previstos para 2013 en la propuesta de Orden. En el epígrafe 6 del presente informe se justifica con mayor grado de detalle las diferencias.

- *Retribución del transporte*
La retribución provisional del transporte para 2013 asciende a 1.704 M€, cifra que supera en 67 M€ a la considerada en la propuesta de Orden, como consecuencia de la actualización de los valores del IPRI y del IPC a octubre de 2012, y la corrección de la amortización de las instalaciones puestas en servicio entre el periodo comprendido entre 1 de enero de 1998 y 31 de diciembre de 2007.
- *Retribución de la distribución*
La retribución a la distribución prevista de forma provisional para 2013 se incrementa en 122 M€ respecto a la considerada en la propuesta de Orden, como consecuencia de la actualización de la información sobre las inversiones en instalaciones de distribución efectuadas durante el año 2011 remitida por las empresas distribuidoras y contenida en las Auditorias presentadas relativas al ejercicio 2011, en cumplimiento de la Resolución de 13 de junio de 2012 dictada por la DGPEM.
- *Servicio de interrumpibilidad*
En caso de que se publicara la modificación de la Orden ITC/2370/2007 en los mismos términos que la propuesta informada por esta Comisión (Informe 27/2012 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se modifica 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, aprobado por el Consejo de la CNE

el 29 de noviembre de 2012), se estima que el coste del servicio de interrumpibilidad podría aumentar, respecto a la previsión incluida en la propuesta de Orden, en torno a 242 M€.

– *Moratoria nuclear*

Según los cálculos de esta Comisión, se estima el coste de la moratoria nuclear previsto para 2013 ascendería a 75,6 M€, cuantía que supera en 24,2 M€ a la que resulta de aplicar la cuota de 0,374% de la propuesta de Orden a la previsión de ingresos por peajes de acceso del año 2013, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (51,4 M€). En este sentido se propone la modificación de la cuota correspondiente sobre la previsión de ingresos por peajes de acceso que permita recuperar dicha cuantía.

– *Compensación extrapeninsular*

Análogamente al ejercicio 2012, en caso de se aprobaran los PGE en los términos recogidos en el borrador los PGE para el 2013, la totalidad de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2013 debiera ser financiado con cargo a los peajes de acceso, lo que supondría un incremento en los costes de 1.755 M€.

– *Anualidades del déficit de actividades reguladas de 2013*

El importe de la anualidades, teniendo en cuenta las 29 emisiones por parte de FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012, asciende a 2.302,2 M€, cifra que supera en 31,3 M€ a las establecidas en la propuesta de Orden.

– *Desajuste del ejercicio 2012*

Según el Real Decreto-ley 14/2010, todos los déficits en liquidaciones de actividades reguladas, generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a recibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos hasta su facturación. 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 aprueben los peajes. A este respecto, la propuesta de Orden ha establecido de forma provisional un tipo de interés del 2%. Sin embargo, en los costes previstos para el ejercicio 2013 el importe del desajuste del ejercicio 2012 se corresponde con el de la previsión de cierre (1.951,6 M€). El importe de desajuste del ejercicio del ejercicio 2012 debe incrementarse en 39 M€ como consecuencia de la incorporación de los intereses reconocidos.

Adicionalmente, como se ha comentado anteriormente, el desajuste del ejercicio 2012 podría superar el considerado por el Ministerio, según estimaciones de esta Comisión, en 1.511,1 M€, debiendo añadir los correspondientes intereses (30,2 M€).

– *Saldo de los pagos por capacidad*

Según los cálculos de esta Comisión el saldo de los pagos por capacidad previsto para el 2013 podría ser inferior en 51,2 M€ al previsto en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, justificado por la diferente previsión del incentivo a la inversión y el coste de restricciones por garantía de suministro. En los epígrafes 6.11 y 6.12 se justifican dichas diferencias.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, los costes previstos para el ejercicio 2013 podrían aumentar entre 2.331,6€ y 3.843,2 M€, dependiendo del impacto en 2013 del desajuste

del ejercicio 2012. Dicha diferencia en los costes previstos (excluyendo la parte de desajuste, ascendería a 2.331,6 M€. En el Cuadro 7 se muestran las diferencias de los costes regulados para 2012 y 2013, entre la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y los estimados a la fecha de elaborar el presente informe por la CNE

Cuadro 7. Impacto de las diferencias de previsión de la CNE respecto de la propuesta de Orden en los costes previstos para el ejercicio 2013

	2012	2013
Diferencias de previsión (A)	295,0	334,6
Transporte	- 97,2	67,0
Distribución		122,0
Moratoria		24,2
Anualidades	36,3	31,3
Intereses sobre desajuste MITC		39,0
Saldo pagos capacidad	67,4	51,2
Art. 8 del RDL 13/2012 (CNE)	30,7	
Art. 9 del RDL 13/2012 (IDAE)	90,9	
Compensación extrapeninsular 2011	167,0	
Propuesta de Orden de interrumpibilidad (B)	-	242,0
Compensación extrapeninsular (C)	1.216,5	1.755,0
Diferencias de previsión + Interrumpibilidad propuesta OM + Compensación extrapeninsular (A) + (B) + (C)	1.511,5	2.331,6
Desajuste CNE (1.511,5 M€) + intereses (30,2 M€)		1.511,5
Diferencias de previsión + Interrumpibilidad + Compensación extrapeninsular + Desajuste 2012 CNE (A) + (B) + (C) + (D)	1.511,5	3.843,2

Fuentes: Orden IET/3586/2011, RD-Ley 13/2012, Orden IET/843/2012, RD-Ley 20/2012, CNE y propuesta de Orden

4.3 Los ingresos por peajes de acceso de la propuesta de Orden

Los ingresos previstos por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.736 M€, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (262 M€), los peajes a generadores (127 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre la TUR de los clientes en régimen transitorio (60 M€), los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (79,2 M€), los ingresos de autoconsumos (100 M€), los ingresos derivados de la introducción de la progresividad en los peajes (280 M€) y los ingresos derivados de la aplicación del artículo 17.4 de la Ley 54/1997 (200 M€). Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2013, resultado de considerar los conceptos anteriores ascienden a 14.844 M€ (véase Cuadro 8).

Adicionalmente, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estiman los siguientes ingresos:

- Ingresos por la subasta de emisiones de CO₂, estimados en 450 M€.
- Ingresos por aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que se estiman en, aproximadamente, 3.000 M€.
- Ingresos extraordinarios, previstos en 2.270 M€.

Cuadro 8. Previsión de ingresos 2013 según la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes	Consumo (GWh)	Facturación acceso (miles €)
Baja Tensión	28.615.456	118.396	10.206.926
Pc ≤ 10 kW	26.931.292	70.932	6.703.032
2.0 A	25.839.498	63.431	6.292.911
2.0 DHA	1.091.794	7.501	410.121
2.0 DHS	0	0	0
10 kW < Pc ≤ 15 kW	902.777	9.780	970.491
2.1 A	717.851	6.510	764.851
2.1 DHA	184.926	3.270	205.640
2.1 DHS	0	0	0
Pc > 15 kW (3.0 A)	781.387	37.684	2.533.403
3.0 A	781.387	37.684	2.533.403
Media tensión	106.200	74.070	2.968.670
3.1 A	86.824	16.862	937.903
6.1	19.376	57.208	2.030.767
Alta tensión	2.507	48.751	560.289
6.2	1.621	17.207	265.439
6.3	396	8.394	105.970
6.4 (1)	490	23.150	188.880
Total	28.724.163	241.217	13.735.885
Otros ingresos			1.108.200
Facturación excesos de potencia, reactiva y peaje G			389.000
Ingresos por exportaciones y rentas de congestión			79.200
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009			60.000
Ingresos consumos propios			100.000
Ingresos derivados de la progresividad			280.000
Aplicación artículo 17.4 de Ley 54/1997			200.000
Total ingresos			14.844.085

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Respecto al escenario de ingresos previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la CNE formula las siguientes observaciones:

– *Ingresos derivados de la progresividad*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se estima en 280 M€ el impacto de la introducción de la progresividad, sin que se justifique adecuadamente las hipótesis de cálculo. Esta Comisión ha estimado, a partir de la información de la Circular 1/2012 y Circular 3/2012, los ingresos que resultan de aplicar los términos de progresividad establecidos en el Anexo I de la propuesta de Orden sobre los consumidores del ejercicio 2011. En particular, se

han clasificado a los consumidores por potencia contratada y tramos de consumo anual equivalentes⁸ a los tramos de consumo mensual de la propuesta de Orden. A la segmentación de consumidores así obtenida se le han aplicado los recargos por umbrales de consumo y potencia establecidos en el citado Anexo I, distribuyendo el consumo anual en consumo mensual de acuerdo con los perfiles de los peajes 2.0 A y 2.0 A DHA, obteniéndose unos ingresos por este concepto de 86,5 M€, cifra inferior en 193,5 M€ a la prevista por el Ministerio.

No obstante lo anterior, en el Anexo I no se contempla recargo alguno para aquellos suministros cuyo consumo supera el extremo superior del tramo de consumo, lo que dejaría fuera de la aplicación de la progresividad a los consumidores más intensivos. Entendiendo que ello pudiera ser un errata y aplicando el precio del intervalo de consumo superior a este colectivo, se estiman en 346 M€, cifra que supera en 66 M€ a la prevista por el Ministerio.

– *Suplementos territoriales*

Como se ha indicado en la consideración previa 2.2, se considera que no pueden ser incorporados como ingresos liquidables del sistema los que resulten de la aplicación de artículo 17.4 de la Ley 54/1997 (200 M€ según la Memoria justificativa), debido a que no existe desarrollo normativo a la fecha de elaborar el presente informe..

– *Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se consideran como ingresos del sistema del sector eléctrico 450 M€ resultantes de la subasta de los derechos de emisión de CO₂ y la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado de los tributos y cánones establecidos en el Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, teniendo en cuenta la enmienda a la disposición adicional segunda presentada en el Senado, estimados en el entorno de 3.000 M€.

– *Otros ingresos extraordinarios*

En 2013 se prevén ingresos extraordinarios por un importe de 2.270 M€, si bien ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que la acompaña se justifican el importe de dichos ingresos extraordinarios ni la fuente de la que proceden. Al respecto cabe señalar que esta cifra se corresponde con el importe previsto en la propia Orden de las anualidades para la financiación del déficit de tarifa.

4.4 Suficiencia de los peajes de acceso para cubrir los costes previstos para 2013

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 el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los peajes de acceso serían insuficientes (5.717 M€) para cubrir los costes de acceso previstos para 2012, teniendo en cuenta el saldo de los pagos por capacidad.

No obstante, según se recoge en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, en 2013 el sistema obtendría ingresos a través de los Presupuestos Generales del Estado y de otros

⁸ En las citadas Circulares únicamente se dispone de un dato de consumo anual.

mecanismos de financiación, estimados en 5.720 M€. En particular, se estima en 450 M€ los ingresos provenientes de la subastas de emisiones de CO₂, en 3.000 M€ los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y 2.270 M€ de ingresos extraordinarios, si bien ni la propuesta de Orden ni la Memoria que la acompaña justifica el importe de dichos ingresos extraordinarios ni la fuente de la que proceden. Teniendo en cuenta los ingresos anteriores con los datos de la Memoria, se estima que en 2013 no se registrará déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas.

Cuadro 9. Escenario de ingresos y costes previstos para 2013 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Propuesta de Orden
Ingresos regulados (miles €) (A)	14.844.085
Ingresos por tarifas de acceso	14.304.085
Ingreso peajes de acceso	13.735.885
Ingresos reactiva y excesos capacidad	262.000
Ingresos por exportaciones	79.200
Consumos en generación	100.000
Peajes Generadores	127.000
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	60.000
Ingresos derivados de la progresividad	280.000
Aplicación artículo 17.4 de Ley 54/1997	200.000
Costes de acceso (miles €) (B) (1)	20.882.620
Saldo Pagos por capacidad (miles €) (C)	- 321.701
Límite RDL 6/2010 (miles €) (D)	-
Déficit/superávit 2013 actividades reguladas (E) = (A) - (B) - (C) - (D)	- 5.716.834
Otros ingresos previstos (miles €) (F)	5.720.000
Subastas de emisiones de CO ₂	450.000
Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad	3.000.000
Ingresos extraordinarios	2.270.000
Déficit/superávit total (miles €) (E) + (F)	3.166

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

(1) Incluye el coste correspondiente a la financiación del Bono Social

No obstante, se han detallado previamente las incertidumbres, tanto en relación con los costes previstos para el cierre del ejercicio 2012 y 2013, como en relación con los ingresos previstos, lo que incide en el saldo final de las liquidaciones de las actividades del sector eléctrico.

5 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PEAJES DE LA PROPUESTA DE ORDEN

La propuesta de Orden mantiene los términos de potencia y energía establecidos en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. No obstante, para los consumidores conectados a niveles de tensión no superior a 1kV con potencia contratada comprendida entre 3 kW y 10 kW (7,9 clientes en 2011 según datos de la Circula 1/2012) introduce un componente denominado “término de progresividad” en función del consumo mensual, que se añade, en su caso, al término variable del peaje de acceso. En particular, la propuesta de Orden establece seis precios para el “término de progresividad” en función de distintos intervalos de consumo por cada tramo de potencia.

Cabe señalar que, el término de progresividad más elevado es un 700% superior al término de progresividad más bajo distinto de cero (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Términos de progresividad de la propuesta de Orden

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh)	Incremento respecto del tramo anterior
2.0A	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	
		Tramo 2	0,00138	
		Tramo 3	0,00276	100%
		Tramo 4	0,00483	250%
		Tramo 5	0,00759	450%
		Tramo 6	0,01104	700%

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh)	Incremento respecto del tramo anterior
2.0 DHA y 2.0 DHS	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	
		Tramo 2	0,00193	
		Tramo 3	0,00386	100%
		Tramo 4	0,00676	250%
		Tramo 5	0,01063	451%
		Tramo 6	0,01546	701%

Fuente: propuesta de Orden

En el Cuadro 11 se presenta el impacto de la introducción del “término de progresividad” sobre el componente de energía del peaje de acceso. Se observa que para los consumidores acogidos al

peaje de acceso 2.0A (sin discriminación horaria) el componente de energía de la facturación de acceso se incrementará entre un 2% y un 16% respecto del vigente (Orden IET/843/2012), según el recargo aplicado. Los consumidores acogidos a los peajes 2.0 DHA y 2.0 DHS podrían ver incrementada su facturación por el término de energía del peaje de acceso hasta un 54% y un 49,7%, respectivamente, dependiendo de tramo de consumo. Se indica que en la composición de facturación de los peajes de acceso, el término de energía de los peajes de acceso vigentes representa, aproximadamente, el 70%, el 65% y el 60% de los peajes de acceso 2.0 A, 2.0 A DHA y 2.0 A DHS, respectivamente.

Cuadro 11. Impacto en el término de energía del peaje de acceso de la introducción del término de progresividad de la propuesta de Orden

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh) (A)	Término energía del peaje de acceso (€/kWh) (B)	Precio energía consumida (€/kWh) (A) + (B)	Incremento de precio por energía consumida
2.0A	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	0,068998	0,068998	0,0%
		Tramo 2	0,00138	0,068998	0,070378	2,0%
		Tramo 3	0,00276	0,068998	0,071758	4,0%
		Tramo 4	0,00483	0,068998	0,073828	7,0%
		Tramo 5	0,00759	0,068998	0,076588	11,0%
		Tramo 6	0,01104	0,068998	0,080038	16,0%

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh) (A)	Término energía del peaje de acceso (€/kWh) (1) (B)	Precio energía consumida (€/kWh) (A) + (B)	Incremento de precio por energía consumida
2.0 DHA	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	0,028626	0,028626	0,0%
		Tramo 2	0,00193	0,028626	0,030556	6,7%
		Tramo 3	0,00386	0,028626	0,032486	13,5%
		Tramo 4	0,00676	0,028626	0,035386	23,6%
		Tramo 5	0,01063	0,028626	0,039256	37,1%
		Tramo 6	0,01546	0,028626	0,044086	54,0%

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh) (A)	Término energía del peaje de acceso (€/kWh) (2) (B)	Precio energía consumida (€/kWh) (A) + (B)	Incremento de precio por energía consumida
2.0 DHS	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	0,031114	0,031114	0,0%
		Tramo 2	0,00193	0,031114	0,033044	6,2%
		Tramo 3	0,00386	0,031114	0,034974	12,4%
		Tramo 4	0,00676	0,031114	0,037874	21,7%
		Tramo 5	0,01063	0,031114	0,041744	34,2%
		Tramo 6	0,01546	0,031114	0,046574	49,7%

Fuente: Orden IET/843/2012 y propuesta de Orden

(1) Término de energía medio del peaje de acceso considerando el perfil inicial del peaje 2.0 A DHA

(2) Término de energía medio del peaje de acceso considerando el perfil inicial del peaje 2.0 A DHS

Se considera que dicha propuesta de recargos no debería contemplarse en la Orden de peajes por las siguientes razones:

– *Sobre la justificación de la introducción de la progresividad*

El Real Decreto-Ley 20/2012 habilita en su disposición adicional decimocuarta al Ministro de Industria, Energía y Turismo a aplicar criterios de progresividad a los peajes de acceso que debe aprobar de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En la determinación de estos criterios se tendrá en cuenta el consumo medio de los puntos de suministro, sin que se vean afectados los consumidores vulnerables.

Según se recoge en la Exposición de motivos del citado Real Decreto-Ley 20/2012, *“la medida pretende dar una señal de precio energético a los consumidores, con el fin de que se traduzca en una mejora en el ahorro energético y en la eficiencia en el consumo, y está en línea, con las iniciativas que actualmente se desarrollan en esta materia por la Comisión Europea, que se concretan en un propuesta de Directiva relativa a la eficiencia energética que se encuentra en fase final de tramitación”*.

El pasado 14 de noviembre se publicó en el Boletín Oficial de la Unión Europea la Directiva 2012/27/UE del Parlamento europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

Se indica que ni la Directiva 2012/27/UE ni el borrador contemplan elementos de progresividad en los peajes de redes.

En particular, en relación con los peajes de acceso a la red, en el considerando 45 de la Directiva 2012/27/UE se indica que *“los Estados miembros deben velar, por lo tanto, porque las autoridades nacionales de regulación de la energía puedan garantizar que las tarifas de red y la reglamentación incentiven una mejora de la eficiencia energética y promuevan una fijación de precios dinámica para medidas de respuesta de la demanda por parte de los consumidores finales”*. (Subrayado añadido)

Por otra parte, el artículo 15 de la mencionada Directiva establece que *“los Estados miembros se asegurarán de que las autoridades nacionales de regulación, por medio del desarrollo de las tarifas de red y la reglamentación, en el marco de la Directiva 2009/72/CE y teniendo en cuenta los costes y los beneficios de cada medida, aporten incentivos para que los operadores de redes pongan a disposición de los usuarios de la red servicios de sistema que les permitan aplicar medidas de mejora de la eficiencia energética en el contexto del despliegue continuo de redes inteligentes”*.

“En lo tocante a la electricidad, los Estados miembros se asegurarán de que la reglamentación de la red y las tarifas de red cumplen los criterios del Anexo XI, teniendo en cuenta las orientaciones y códigos desarrollados en virtud del Reglamento (CE) n o 714/2009”.

En el Anexo XI de la Directiva 2012/27/UE se establecen los criterios de eficiencia energética para la regulación de la red de energía y para las tarifas de la red eléctrica. Respecto a las tarifas de red, dicho Anexo señala:

“ 1. Las tarifas de red reflejarán el ahorro de costes en las redes obtenidos a partir de las medidas de demanda, de respuesta a la demanda y de la generación distribuida, incluidos los ahorros que suponga rebajar el coste de entrega o la inversión en la red y una mejor explotación de esta”.

“3. Las tarifas de red o de venta al por menor podrán respaldar medidas de fijación dinámica de precios para medidas de respuesta a la demanda de clientes finales, como por ejemplo:

- tarifas según horas de consumo;*
- tarifas para picos críticos;*
- tarifas según el precio de mercado en cada momento, y*
- rebajas por disminución del consumo durante los picos”*

– Sobre la definición de la progresividad

La propuesta de Orden establece unos términos de progresividad sin que en la Memoria que le acompaña se defina el concepto de progresividad ni se justifiquen adecuadamente los criterios que se han seguido para diseñar los términos correspondientes en función de los tramos de consumo.

Esta Comisión considera que la progresividad se entiende como la aplicación de un precio más elevado a los consumidores domésticos que excedan de un consumo eficiente, a efectos de garantizar que todos los consumidores accedan a un nivel mínimo de consumo en las mismas condiciones. Sin embargo, los términos de progresividad establecidos en la propuesta de Orden no se aplican sobre los excesos de consumo a partir de un determinado nivel, sino que, por el contrario, se incrementa todo el coste de la energía en función de tramos de consumo.

En este sentido se hace necesario identificar aquellos factores que inciden en el nivel de consumo, tales como la zona climática en que se localiza el suministro, el grado de penetración del gas natural, el número de ocupantes de la vivienda (un hogar con alta ocupación necesariamente llevará a consumos más elevados), así como la actividad de los mismos.

Adicionalmente, se podrían ver más perjudicados aquellos consumidores con una menor eficiencia energética de la construcción asociado a un menor nivel de renta de los hogares (que condicionará la eficiencia energética de sus electrodomésticos).

En consecuencia, se considera que la definición de la progresividad de la propuesta de Orden podría resultar discriminatoria, en la medida en que penaliza a suministros con altas utilidades de la potencia contratada (hogares con un número de ocupantes elevado, tales como familias numerosas), a suministros de hogares en zonas climáticas frías y a los hogares de menores recursos en la medida en que exista una correlación entre dicha variable y la disponibilidad de equipos eléctricos de baja eficiencia energética.

– Sobre el diseño de los términos de progresividad

La propuesta de Orden establece un término variable por energía a añadir al término variable del peaje de acceso, diferente en función de determinados tramos de consumo, y para cada tramo de potencia, sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifiquen los tramos de consumo establecidos para cada nivel de potencia considerado.

Si bien se entiende que para cada intervalo de potencia deba existir un tramo de consumo inferior a un determinado umbral exento de progresividad, no parece razonable que en la definición de la progresividad no se contemple el extremo superior. Según la información de la Circular 1/2012 y 3/2012 correspondiente al ejercicio 2011, quedarían exentos del término de progresividad 1.525.438 consumidores acogidos al peaje 2.0 A cuyo consumo representa el 24% del consumo registrado en el peaje 2.0 A por consumidores con potencia contratada superior a 3 kW y 666.817 consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA, cuyo consumo representa el 95% del consumo registrado en dicho peaje por consumidores con potencia contratada superior a 3 kW.

Asimismo, no se entiende que para los consumidores acogidos a peajes con discriminación horaria (2.0 A DHA y 2.0 A DHS), por una parte, no se tenga en cuenta que una parte relevante de su consumo se produce en periodo de valle, lo que podría ir en contra de los criterios para el establecimiento de precios recogidos en el Anexo XI de la Directiva 2012/27/UE, y, por otra, que el término de progresividad por intervalo de consumo sea más elevado que el de los consumidores que no discriminan su consumo horariamente (véase Cuadro 11). Cabe indicar que la progresividad de la propuesta de Orden podría suponer un incentivo a no diferenciar su consumo horariamente, teniendo en cuenta que la mayoría del mismo se concentra en los tramos de consumo más elevados, con el término de energía más alto.

Finalmente, se considera que el diseño de la progresividad puede inducir a los consumidores a contratar potencias superiores a las que realmente necesitan, lo que les daría acceso a intervalos de consumo más elevados, a efectos de minimizar la facturación del recargo por progresividad. Es esto es, dado que el rango de máximo de consumo dentro de un rango de potencia tiene una tarifa superior al rango inferior de consumo del rango de potencia siguiente, podría dar lugar a que los consumidores modificaran la potencia contratada a fin de no verse afectados por el recargo de progresividad, contratando una potencia superior a la que resultaría acorde a sus necesidades de consumo, lo que pudiera dejar sin efecto el objetivo de eficiencia energética previsto con la medida.

En consecuencia, se considera que el término de progresividad debería establecerse como un recargo a partir de un determinado nivel de consumo, de forma que se asegure a todos los consumidores un consumo mínimo en iguales condiciones, teniendo en cuenta en su diseño factores tales la zona climática en que se localiza el suministro, el grado de penetración del gas natural, el número de ocupantes de la vivienda, la actividad de los mismos, la eficiencia energética de la construcción, etc.

– *Sobre el impacto de la progresividad sobre los consumidores*

Según la información de las Circulares 1/2012 y 3/2012, en 2011 estaban conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW 25 millones de suministros, con un consumo de 69.099 GWh. De este colectivo, aproximadamente el 81% de los suministros, cuyo consumo representó el 91 % del consumo total, tenían contratada una potencia superior a 3 kW.

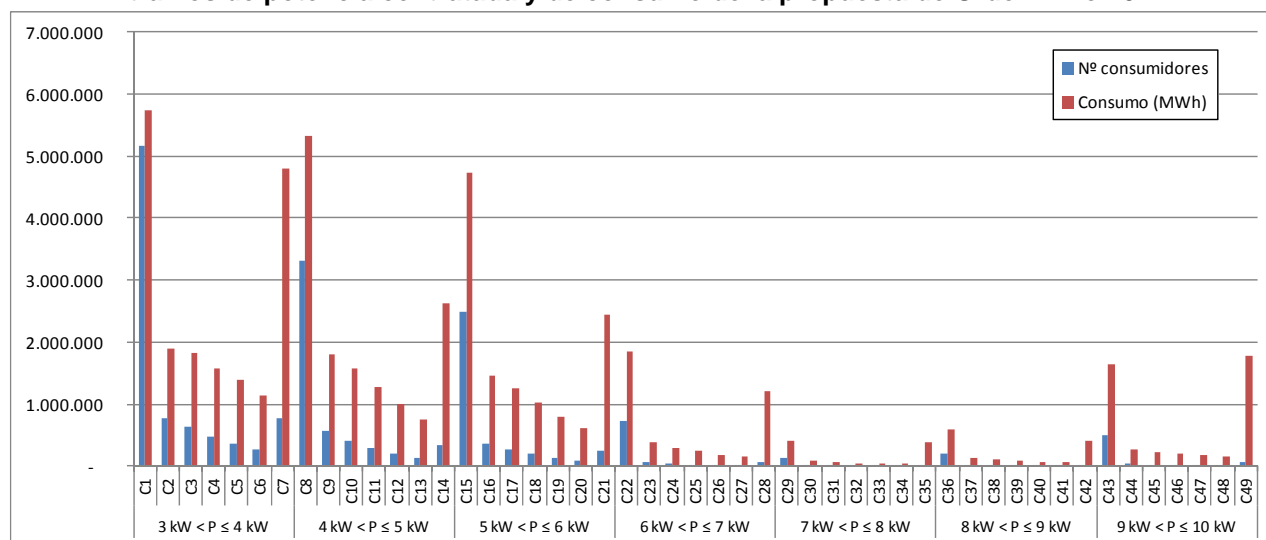
En las citadas Circulares únicamente se dispone de un dato de consumo anual, por lo que se ha clasificado a los consumidores por potencia contratada y tramos de consumo anual equivalentes a los tramos de consumo mensual de la propuesta de Orden. Según esta clasificación, en 2011 de

los 20,5 Millones de consumidores con potencia superior a 3 kW, estarían exentos del recargo⁹ por progresividad el 64% (12,5 Millones) de consumidores acogidos al peaje 2.0 A, cuyo consumo representa el 36% del consumo registrado por los consumidores con potencia contratada superior a 3 kW en el peaje 2.0 A. Asimismo, estarían exentos del recargo de progresividad, 116.805 suministros acogidos al peaje 2.0 A DHA, cuyo consumo representa el 2% del consumo registrado por los suministro con potencia contratada superior a 3 kW en el peaje 2.0 A DHA.

Por tanto, en 2011, estarían sujetos al término de progresividad 7,9 Millones de consumidores, el 31,5% de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, cuyo consumo representa el 61,5% del consumo registrado por este colectivo.

En los gráficos 1 y 2 se muestra la distribución de consumidores por tramo de potencia y tramos de consumo según la información de las Circulares 1/2012 y 3/2012.

Gráfico 3. Distribución del número de consumidores acogidos al peaje 2.0 A y su consumo, por los tramos de potencia contratada y de consumo de la propuesta de Orden. Año 2011

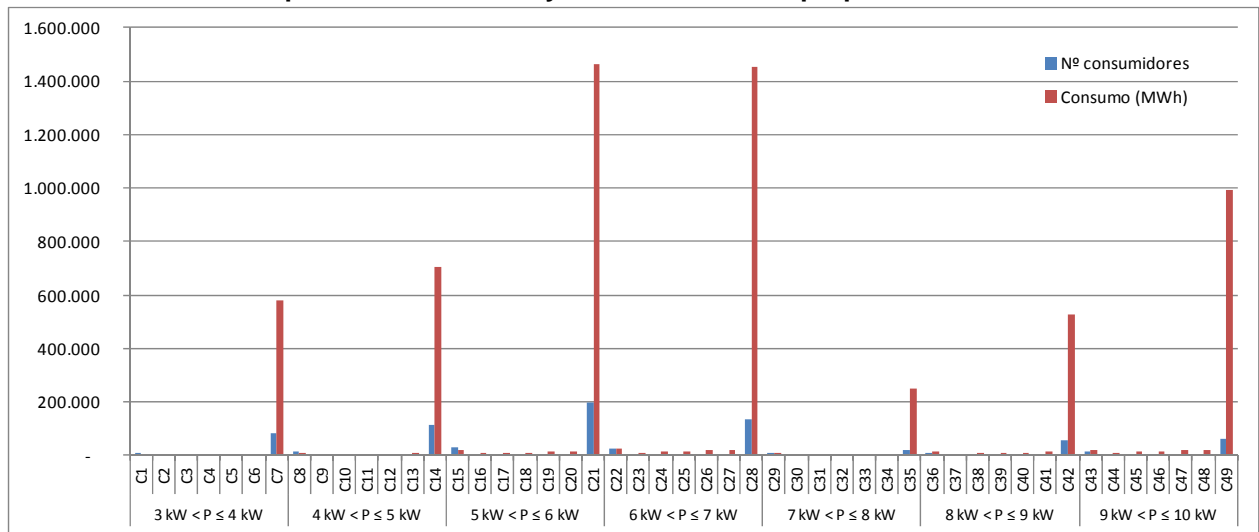


Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota: Los tramos de consumo (C1, C2,...) se corresponden con los considerados en la propuesta de Orden, con la excepción del último tramo de consumo para cada uno de los tramos de potencia (C7, C14, C21, C28, C35, C42 y C49), que contempla el número de consumidores y su consumo que estaría por encima del último intervalo de consumo para cada tramo de potencia considerado en la propuesta de Orden.

⁹ Se considera que el extremo superior de cada intervalo de potencia estaría sujeto a recargo.

Gráfico 4. Distribución del número de consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA y su consumo, por los tramos de potencia contratada y de consumo de la propuesta de Orden. Año 2011



Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota: Los tramos de consumo (C1, C2,...) se corresponden con los considerados en la propuesta de Orden, con la excepción del último tramo de consumo para cada uno de los tramos de potencia (C7, C14, C21, C28, C35, C42 y C49), que contempla el número de consumidores y su consumo que estaría por encima del último intervalo de consumo para cada tramo de potencia considerado en la propuesta de Orden.

En el Cuadro 12 y en el Cuadro 13 se presenta el impacto que la introducción del término de progresividad hubiera tenido sobre la facturación de acceso de los consumidores en el ejercicio 2011, considerando los precios de la Orden IET/843/2012. Cabe señalar que, se ha aplicado el recargo del intervalo superior de consumo a aquellos suministros cuyo consumo mensual supera el límite superior de dicho intervalo. Se observa que en términos medios la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A con potencia contratada superior a 3 kW aumenta un 4,6% respecto de la facturación de acceso sin considerar la facturación por progresividad. Asimismo, la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA con potencia contratada superior a 3 kW aumenta un 31,5% respecto de la facturación de acceso sin considerar la facturación por progresividad. No obstante, si se elimina el colectivo de consumidores que no verían incrementada su facturación de acceso, la facturación media del resto de consumidores acogidos al peaje 2.0 A se vería incrementada en un 8,2% y la de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA aumentaría un 33,3%, si bien el impacto sobre los consumidores dependerá de la utilización de su potencia contratada.

Cuadro 12. Impacto de la introducción del término de progresividad de la propuesta de Orden en la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A. Año 2011

Potencia contratada	Tramo de consumo mensual (kWh)	Nº consumidores	Potencia contratada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €) (A)	Facturación progresividad (miles €) (B)	Facturación total (miles €) (C) = (A) + (B)	Incremento sobre la facturación de acceso (C) sobre (A)
3 kW < P ≤ 4 kW	< 190	5.168.603	17.251	5.748.075	705.285	-	705.285	0,0%
	190 - 224	769.307	2.562	1.905.659	177.323	2.567	179.890	1,4%
	225 - 259	634.078	2.112	1.832.289	164.208	5.054	169.262	3,1%
	260 - 293	479.677	1.597	1.584.348	137.892	7.835	145.727	5,7%
	294 - 328	374.090	1.246	1.389.827	118.184	10.052	128.236	8,5%
	329 - 363	274.918	916	1.136.731	94.816	11.064	105.880	11,7%
	> 363	777.272	2.594	4.799.447	377.567	52.986	430.553	14,0%
4 kW < P ≤ 5 kW	< 247	3.315.912	14.893	5.325.151	633.903	-	633.903	0,0%
	247 - 292	562.092	2.515	1.811.360	169.974	2.440	172.415	1,4%
	293 - 337	419.217	1.876	1.576.169	142.327	4.347	146.674	3,1%
	338 - 382	298.631	1.337	1.283.519	112.485	6.347	118.832	5,6%
	383 - 427	205.975	923	996.221	85.254	7.205	92.459	8,5%
	428 - 472	140.515	630	755.540	63.410	7.354	70.764	11,6%
	> 472	331.352	1.496	2.628.003	208.102	29.013	237.115	13,9%
5 kW < P ≤ 6 kW	< 303	2.484.348	13.915	4.726.371	575.088	-	575.088	0,0%
	303 - 358	370.528	2.070	1.464.267	138.078	1.973	140.051	1,4%
	359 - 413	272.997	1.526	1.257.860	114.090	3.470	117.560	3,0%
	414 - 468	194.760	1.089	1.025.752	90.253	5.073	95.325	5,6%
	469 - 523	134.801	753	798.830	68.599	5.778	74.377	8,4%
	524 - 578	91.888	514	605.107	50.942	5.890	56.832	11,6%
	> 578	242.710	1.354	2.438.304	192.473	26.919	219.392	14,0%
6 kW < P ≤ 7 kW	< 448	729.109	4.891	1.860.264	215.864	-	215.864	0,0%
	448 - 529	64.568	433	376.541	33.724	507	34.232	1,5%
	530 - 610	44.276	297	301.204	26.094	831	26.925	3,2%
	611 - 692	30.986	208	241.168	20.359	1.232	21.590	6,1%
	693 - 773	21.704	146	190.206	15.729	1.376	17.104	8,7%
	774 - 854	15.638	105	152.245	12.381	1.482	13.863	12,0%
	> 854	67.662	453	1.211.328	91.693	13.373	105.066	14,6%
7 kW < P ≤ 8 kW	< 516	141.526	1.105	403.472	47.615	-	47.615	0,0%
	516 - 609	11.945	93	80.309	7.208	108	7.316	1,5%
	610 - 703	8.495	66	66.609	5.782	184	5.965	3,2%
	704 - 797	6.076	47	54.543	4.612	279	4.890	6,0%
	798 - 891	4.510	35	45.593	3.776	330	4.106	8,7%
	892 - 984	3.355	26	37.672	3.068	367	3.435	12,0%
	> 984	17.674	138	374.991	28.344	4.140	32.484	14,6%
8 kW < P ≤ 9 kW	< 520	193.431	1.670	603.135	71.488	-	71.488	0,0%
	520 - 615	20.625	178	139.648	12.817	188	13.006	1,5%
	616 - 710	14.419	124	114.181	10.100	315	10.415	3,1%
	711 - 804	10.145	87	91.849	7.901	454	8.356	5,7%
	805 - 899	7.466	64	76.047	6.399	550	6.949	8,6%
	900 - 994	5.411	47	61.380	5.071	597	5.668	11,8%
	> 994	22.160	192	415.438	32.091	4.586	36.678	14,3%
9 kW < P ≤ 10 kW	< 653	490.535	4.728	1.652.490	198.620	-	198.620	0,0%
	653 - 772	32.485	315	276.327	24.710	372	25.082	1,5%
	773 - 891	23.882	232	237.407	20.540	655	21.195	3,2%
	892 - 1009	17.907	175	203.506	17.168	1.006	18.174	5,9%
	1010 - 1128	14.068	137	179.944	14.876	1.301	16.177	8,7%
	1129 - 1247	11.310	111	160.885	13.082	1.566	14.648	12,0%
	> 1247	66.608	655	1.782.118	134.686	19.675	154.361	14,6%
Total		19.641.647	89.927	56.479.326	5.506.048	250.843	5.756.891	4,6%

Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota:

Se ha facturado el extremo superior de cada intervalo al precio del último intervalo por tramo de potencia de la propuesta de Orden.

Cuadro 13. Impacto de la introducción del término de progresividad de la propuesta de Orden en la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA. Año 2011

Potencia contratada	Tramos de consumo mensual (kWh)	Nº consumidores	Potencia contratada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €) (A)	Facturación progresividad (miles €) (B)	Facturación total (miles €) (C) = (A) + (B)	Incremento sobre la facturación de acceso (C) sobre (A)
3 kW < P ≤ 4 kW	< 73	11.499	39.378	4.297	840	-	840	0,0%
	73 - 86	1.746	5.984	1.669	159	3	163	2,1%
	87 - 99	1.768	6.063	1.960	170	8	178	4,9%
	100 - 112	1.844	6.316	2.335	186	17	203	9,0%
	113 - 126	2.016	6.913	2.877	214	29	243	13,6%
	127 - 139	1.961	6.721	3.119	218	43	261	19,5%
	> 139	81.638	280.181	580.114	23.226	8.969	32.194	38,6%
4 kW < P ≤ 5 kW	< 95	17.373	80.776	9.258	1.736	-	1.736	0,0%
	95 - 112	3.060	14.180	3.801	373	8	381	2,1%
	113 - 129	3.038	14.059	4.395	390	19	408	4,8%
	130 - 146	3.398	15.734	5.608	458	40	498	8,8%
	147 - 163	3.500	16.192	6.495	494	66	559	13,3%
	164 - 181	3.863	17.854	7.972	570	109	678	19,1%
	> 181	112.020	517.444	706.635	31.443	10.925	42.368	34,7%
5 kW < P ≤ 6 kW	< 116	29.308	164.219	18.644	3.524	-	3.524	0,0%
	116 - 137	5.202	29.191	7.902	770	16	786	2,1%
	138 - 158	5.509	30.929	9.750	860	41	901	4,8%
	159 - 179	5.853	32.865	11.845	960	85	1.045	8,8%
	180 - 200	6.155	34.585	14.007	1.059	142	1.200	13,4%
	201 - 222	6.860	38.549	17.387	1.236	237	1.473	19,2%
	> 222	197.938	1.111.799	1.463.653	65.844	22.628	88.472	34,4%
6 kW < P ≤ 7 kW	< 171	23.530	161.265	23.807	3.633	-	3.633	0,0%
	171 - 203	4.990	34.218	11.190	964	23	986	2,4%
	204 - 234	5.029	34.478	13.201	1.031	56	1.087	5,4%
	235 - 265	5.550	38.057	16.621	1.203	119	1.322	9,9%
	266 - 296	5.726	39.274	19.277	1.308	195	1.503	14,9%
	297 - 327	6.138	42.090	22.952	1.474	313	1.787	21,2%
	> 327	134.900	923.791	1.450.664	62.072	22.427	84.500	36,1%
7 kW < P ≤ 8 kW	< 197	7.727	61.124	8.661	1.366	-	1.366	0,0%
	197 - 233	1.414	11.180	3.652	315	7	322	2,4%
	234 - 269	1.533	12.121	4.623	362	20	382	5,4%
	270 - 305	1.601	12.667	5.511	400	39	439	9,9%
	306 - 341	1.610	12.745	6.233	424	63	487	14,9%
	342 - 377	1.677	13.274	7.225	464	98	563	21,2%
	> 377	20.977	165.411	250.682	10.830	3.876	14.705	35,8%
8 kW < P ≤ 9 kW	< 199	12.034	101.699	13.839	2.254	-	2.254	0,0%
	199 - 236	2.528	21.337	6.606	589	13	603	2,3%
	237 - 272	2.661	22.478	8.115	657	34	691	5,2%
	273 - 308	2.842	23.976	9.896	740	71	810	9,6%
	309 - 344	3.030	25.459	11.862	828	120	948	14,5%
	345 - 381	3.434	28.846	14.945	985	204	1.189	20,7%
	> 381	57.016	474.758	526.805	25.034	8.144	33.178	32,5%
9 kW < P ≤ 10 kW	< 250	15.334	144.553	22.582	3.295	-	3.295	0,0%
	250 - 296	3.172	29.840	10.398	860	21	881	2,5%
	297 - 341	3.388	31.809	12.959	976	50	1.026	5,1%
	342 - 387	3.710	34.845	16.212	1.132	116	1.248	10,2%
	388 - 432	3.644	34.205	17.927	1.175	182	1.356	15,5%
	433 - 478	4.044	37.945	22.089	1.372	301	1.674	21,9%
	> 478	62.328	591.864	993.818	41.791	15.364	57.155	36,8%
Total		907.116	5.635.246	6.416.078	302.261	95.241	397.502	31,5%

Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota:

Se ha facturado el extremo superior de cada intervalo al precio del último intervalo por tramo de potencia de la propuesta de Orden.

– *Sobre la facturación del término de progresividad*

La propuesta de Orden establece que la progresividad se facturará con base en lecturas reales. Al respecto se indica que dado que con carácter general los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW son leídos con periodicidad bimestral y que la obligación mínima de lectura es semestral, el impacto sobre las facturas en las que se incluya la facturación de la progresividad podría ser muy relevante. Adicionalmente, se señala que habría que determinar un mecanismo alternativo al vigente para distribuir el consumo real entre dos fechas de lectura, a efectos de recoger la estacionalidad de los consumos.

– *Sobre la metodología para el establecimiento de las TUR*

En caso de mantener los términos de progresividad de la propuesta de Orden, se indica la necesidad de modificar la fórmula de cálculo establecida en la Orden ITC/1660/2009, a efectos de la incorporar en el cálculo del término de energía de la TUR, además del término de peaje de acceso el término de progresividad que corresponda.

Por último, en caso de mantener la progresividad incluida en la propuesta de Orden debería regularse explícitamente que para el precio establecido en el Artículo 21 de la Orden ITC 1659/2009 (precio disuasorio para clientes sin contrato de suministro en mercado), se considerará el precio de la TUR sin discriminación horaria y sin término de progresividad.

– *Sobre la función de la CNE en la determinación de los peajes de acceso*

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, incluye, entre las funciones de la CNE, la realización de 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. A estos efectos se entenderá como metodología de cálculo de los peajes la asignación eficiente de dichos costes a los consumidores y a los generadores (artículo 1.treinta y dos), y se establecerá dicha metodología mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación.

Cabe señalar que, si bien, de acuerdo con la función decimonovena.i de la Ley 34/1998, la CNE es responsable únicamente de la asignación de una parte de los costes de acceso (transporte y distribución), no se considera adecuada la introducción de un término de progresividad, en la medida en que puede distorsionar la señal de precio que resulte de la metodología indicada y de la imputación de costes entre los términos fijos/variables de los peajes de acceso. Al respecto se indica que, según la metodología de asignación de los costes de transporte y distribución sometida a consulta pública a efectos de la elaboración de la Circular, una parte relevante del coste de transporte y distribución debería ser recuperada a través del término fijo de los peajes.

En este sentido, se considera que el diseño y el establecimiento de los términos de progresividad debieran formar parte de la metodología por la que se establecen los peajes de red, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo IX de la Directiva 2012/27/UE.

Adicionalmente, se indica que en la Consulta pública que ha realizado la CNE a efectos del establecimiento de la metodología de asignación de costes, se plantearon a los agentes diversas cuestiones relacionadas con la estructura de peajes vigentes. En respuesta a dicha consulta, de los 29 participantes, únicamente 3 se mostraron favorables a la introducción de un elemento de progresividad en los peajes de acceso, entendiendo dichos agentes la progresividad como una penalización sobre un umbral de consumo determinado.

6 PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE LOS COSTES DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

6.1 *Retribución de la actividad del transporte*

El artículo 6.3. del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*, establece lo siguiente:

*“El Ministerio de Industria, Energía y Turismo elevará al Gobierno para su aprobación **una propuesta de real decreto** que vincule la retribución por inversión de las instalaciones de transporte a los activos en servicio no amortizados”.*

Por otra parte, en el punto 1 de ese mismo artículo establece 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.

Adicionalmente, en el artículo 39.1 del *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad* se establece como criterio para 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.

Por lo tanto, durante el año 2012 se han modificado por Ley los criterios básicos para la determinación de la retribución del transporte de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en el *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica* y en el *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el mencionado artículo 6.3 del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo*, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de transporte recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma memoria se señala, a **importes provisionales**.

La CNE como ente regulador del sector energético, y una vez que ha recibido los costes auditados de la actividad, y que ha incluido en su *“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”, de fecha 5 de diciembre de 2012, estaría en disposición de realizar a lo largo de 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, **una propuesta de real decreto** junto a **una propuesta de retribución** de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en los mencionados Reales Decretos-Ley.

Adicionalmente, cabe destacar que esta Comisión, está desarrollando un Sistema de Información Regulatoria de Costes, a efectos de dar cumplimiento al mandato específicos que le han sido establecidos en las siguientes disposiciones:

- Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, y más concretamente el mandato explícito a la Comisión Nacional de Energía, establecido en la disposición adicional segunda para el desarrollo de la información regulatoria de costes y la relativa a instalaciones de transporte inventariadas;
- Así como también en base a las funciones y competencias asignadas a la Comisión Nacional de Energía en la Disposición Adicional Undécima, Tercero punto 1, función 2ª, y Disposición Adicional Undécima, Tercero punto 4, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos,

El Sistema de Información Regulatoria de Costes tendrá la finalidad de permitir a la CNE disponer de una herramienta profesional de captación y tratamiento de la información técnica y económica de las actividades reguladas de transporte de electricidad, operación del sistema eléctrico, transporte de gas natural, regasificación, almacenamiento subterráneo de gas natural y gestión técnica del sistema gasista, fundamentalmente en relación a sus costes de inversión y de operación y mantenimiento.

El estudio y la determinación de los costes de estas actividades hacen necesario que la CNE disponga de información técnica y económica fiable y verificable, y que por otra parte se corresponda con los estados financieros auditados de las sociedades que desarrollan dichas actividades.

No obstante lo anterior, respecto de los importes establecidos en la propuesta de Orden, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, en el Real Decreto 2819/1998, en el Real Decreto-ley 13/2012 y en el Real Decreto-ley 20/2012, se señala que las mismas han sido actualizadas por respecto de las cantidades que figuran en dicha propuesta de Orden se corresponden con las contenidas en el *“Informe de solicitud de datos de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013”* aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 18 de octubre de 2012.

En primer lugar, posteriormente al envío al Ministerio de dicho informe, el Consejo de la CNE ha aprobado con fecha 5 de diciembre de 2012 el *“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”*, habiéndose detectado que en el informe de 18 de octubre de 2012 no se habían considerado una serie de instalaciones de ejercicios anteriores al 2011, en tanto que para otras instalaciones los datos técnicos no se correspondían exactamente con lo declarado en las Auditorias, todo lo cual ha sido ahora subsanado con motivo de este informe.

En segundo lugar, en el presente informe se han utilizado los valores macroeconómicos a fecha octubre de 2012, que no estaban disponibles al calcular la retribución avanzada en octubre de 2012. Los valores macroeconómicos considerados en este cálculo de la retribución provisional para la actividad de transporte en 2013 son el IPC interanual de octubre 2012 y el IPRI interanual de octubre 2012, los cuales se muestran en la siguiente Tabla.

Año 2012	
IPC	3,5%
IPRI	0,6%

Fuente: INE

En tercer lugar, al realizar el informe previo de octubre de 2012 se consideró doblemente la amortización de las instalaciones puestas en servicio entre el periodo comprendido entre 1 de enero de 1998 y 31 de diciembre de 2007, medida que venía establecida en el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, por cuyo artículo 39 se modifica la retribución de la actividad de transporte para el ejercicio 2012 bajo el criterio de 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.

Conviene señalar que en las cifras recogidas en el presente Informe no se ha incluido la retribución en concepto de costes de operación y mantenimiento desde su fecha de puesta en servicio correspondiente a las instalaciones puestas en servicio durante el año 2011, dado que su retribución comienza a devengarse, como se establece en el Real Decreto-ley 13/2012 en el año n+2, es decir, en 2013.

Para las instalaciones anteriores al 1 de enero de 2008 se utilizan los parámetros macroeconómicos establecidos en el Real Decreto 2819/1998, mientras que para las instalaciones puestas en servicio después del 1 de enero de 2008 se utilizan los establecidos en el Real Decreto 325/2008.

Asimismo es preciso señalar que actualmente se está informando en esta Comisión la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de cálculo del incentivo a la disponibilidad de la red de transporte de energía eléctrica al que se hace referencia en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008. Por lo tanto, no se va a considerar cantidad alguna por este concepto.

Sobre la base de todo lo anterior, la retribución provisional de la actividad del transporte debería ser la que se refleja en la siguiente Tabla:

Cuadro 14. Retribución provisional de la actividad del transporte

Retribución Transporte	TOTAL (miles de €)
PENINSULAR	1.557.195
Red Eléctrica de España, S.A.	1.519.108
Gas Natural Fenosa, S.A.	38.087
EXTRAPENINSULAR	146.990
Red Eléctrica de España, S.A.	146.990
Total	1.704.185

Al respecto, es preciso señalar que dado que a la fecha de emisión del presente Informe no se han aprobado aún 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, se ha utilizado, ante esta carencia, para el cálculo de la retribución al transporte en 2013, los valores unitarios que esta Comisión propuso en el *“Informe solicitado por SEE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones de transporte puestas en servicio en los sistemas extrapeninsulares e insulares a partir del 1 de enero de 2008”*.

6.2 Retribución de la actividad de distribución

El artículo 5.5. del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*, establece lo siguiente:

*“El Ministerio de Industria, Energía y Turismo elevará al Gobierno para su aprobación **una propuesta de real decreto** que vincule la retribución por inversión percibida por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a los activos en servicio no amortizados”*.

Por otra parte, en el punto 1 de ese mismo artículo establece que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

Por lo tanto, durante el año 2012 se han modificado por Ley los criterios básicos para la determinación de la retribución de la distribución de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en el *Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el mencionado artículo 5.5 del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo*, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de distribución recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma memoria se señala, a **importes provisionales**.

La CNE como ente regulador del sector energético, y una vez que ha recibido los costes auditados de la actividad a través de sus Circulares 1/2012 y 3/2012, aprobadas el 8 de marzo y el 12 de julio de 2012, respectivamente, y que como consecuencia de la fecha de publicación en el BOE, la información auditada no se recibió hasta el 26 de noviembre de 2012, estaría en disposición de realizar, durante el primer trimestre del año 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, **una propuesta de real decreto** junto a **una propuesta de retribución** de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en el mencionado Real Decreto-Ley.

Adicionalmente se señala que, la propuesta de Orden que se informa incluye como inversiones llevadas a cabo por las empresas distribuidoras en el ejercicio 2011, las cifras que está Comisión incluyo en su informe sobre la *“Propuesta de retribución definitiva para el año 2011 y de retribución provisional para el año 2012”*, aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 21 de diciembre de 2011.

Cabe destacar que en el momento de aprobación del citado informe, no se disponía de las Auditorias de inversiones en instalaciones de distribución del ejercicio 2011.

Con motivo de la elaboración del presente informe, se ha analizado pormenorizadamente toda la información remitida por las empresas distribuidoras y la contenida en las Auditorias presentadas relativas al ejercicio 2011 en cumplimiento de la Resolución de 13 de junio de 2012 dictada por la DGPEM por la que se establece una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución y transporte efectuadas durante el año 2011, habiéndose obtenido la inversión real que las citadas empresas han llevado a cabo en instalaciones de distribución en dicho ejercicio.

La retribución tanto por inversión como por operación y mantenimiento para dichas inversiones llevadas a cabo en el año 2011 es la que se muestra en la siguiente Tabla:

<i>Empresa o grupo empresarial</i>	<i>Y₂₀₁₁ (Miles de euros)</i>
<i>Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.</i>	<i>112.846</i>
<i>Unión Fenosa Distribución, S.A.</i>	<i>41.137</i>
<i>Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.</i>	<i>11.015</i>
<i>E.ON Distribución, S.L.</i>	<i>13.577</i>
<i>Endesa (peninsular)</i>	<i>114.516</i>
Total	293.091

6.3 Costes del Régimen Especial

La previsión del coste de las primas del régimen especial para 2013 del informe *“Solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013”* asciende a 9.185,2 M€, cifra que supera en 125,2 M€ a prevista en la propuesta de Orden. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la diferencia entre ambas previsiones se debe a la distinta previsión del precio de mercado. Cabe indicar que el precio de mercado incluido en las estimaciones de esta Comisión para el Régimen especial y para la compensación extrapeninsular

de 2013 asciende a 54,3 €/MWh, mientras que el Ministerio ha considerado una previsión más actualizada (55,45 €/MWh).

6.4 Coste del servicio de interrumpibilidad

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, el coste del servicio de interrumpibilidad de la demanda se estima en 484 M€, cifra que coincide con la prevista por el Operador del Sistema para 2013.

El coste del servicio de interrumpibilidad previsto para 2013 estimado según información aportada por el Operador del Sistema, asciende a 523 M€, cifra superior en 45 M€ a la considerada en la propuesta de Orden. El coste del servicio se ha estimado a partir de la información individualizada de las variables de facturación proporcionada por el Operador del Sistema, supuesto un precio de mercado para 2013 de 54,30 €/MWh, acorde con el precio medio del mercado diario previsto por la CNE para el escenario medio en el informe remitido a la Subdirección General de Energía el pasado 23 de octubre.

En caso de que se publicara la modificación de 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, en los mismos términos informados por esta Comisión, el coste del servicio de interrumpibilidad podría aumentar en torno a 242 M€ más de lo previsto.

6.5 Moratoria nuclear

La previsión del coste de la moratoria nuclear previsto para 2013, según los cálculos de esta Comisión, asciende a 75.600 miles de euros, cuantía que supera en 24.228 miles de euros a la resultante de aplicar la cuota de 0,374% de la propuesta de Orden a la previsión de ingresos por peajes de acceso del año 2013, que ascendería a 51.372 miles de euros.

En consecuencia, se propone aumentar la cuota correspondiente al 0,550%, para alcanzar el coste previsto de la moratoria nuclear para 2013, con objeto de evitar la ejecución de los avales del Estado como resultado de activar las condiciones de ingresos mínimos.

6.6 Compensación extrapeninsular

Ejercicio 2011

Teniendo en cuenta la información recibida en la CNE por parte de REE hasta 10 diciembre de 2012, la producción de energía eléctrica en régimen ordinario en 2011 asciende a 14 TWh en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (en adelante SEIE). El coste reconocido, según los parámetros definidos en las Órdenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, de esta producción es de 2.575 M€ de los cuales 929 M€ han sido liquidados por REE como OS a precio del mercado diario peninsular, resultando provisionalmente una compensación calculada por el OS de 1.646 millones de €.

Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2011							
Año / SEIE	Producción (GWh)	Costes			Liquidaciones		
		Coste var. (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total (M€)	Liquidación de REE (M€)	Comp. (M€)	Liquidaciones totales (M€)
Baleares	5.399	504	244	748	361	387	748
Canarias	8.283	1.417	288	1.705	542	1.163	1.705
Ceuta	203	36	25	61	13	48	61
Melilla	207	39	21	60	13	47	60
Total	14.092	1.997	578	2.575	928	1.646	2.575

Nota: (1) Los datos corresponden a liquidaciones C5 (m+10) en el período enero - octubre, y a C3 (m+3) en los meses de noviembre y diciembre.

Además, para prever la cantidad total de la compensación definitiva para el año 2011, hace falta suponer unos costes adicionales que no entran en los cálculos del OS, que vienen presentados en la tabla siguiente, aplicando los mismos supuestos que en el informe elaborado por la CNE para el MINETUR en octubre 2012 con el título "Avance de costes regulados del sistema eléctrico para la previsión de peajes de 2013". Por tanto, la compensación total prevista para el cierre de 2011 sigue siendo la cantidad de 1.725 M€.

Por otro lado, en cuanto a los ingresos de los generadores RO en los SEIE hay que tener en cuenta los siguientes:

- hasta el 16 de noviembre de 2012 la CNE ha ingresado por concepto de liquidación SEIE por la producción en 2011 un total de 884 M€, 3 M€ más que según el informe referido en octubre de 2012
- conforme a la normativa vigente, la liquidación nº 14/2011 de actividades y costes regulados contempla 417 M€ por este concepto
- la presente propuesta de Orden contempla en su Disposición adicional segunda un pago de 256,4 M€ a cargo de las liquidaciones de las actividades y costes regulados del año 2012 como liquidación de los costes del ejercicio 2011 en los SEIE.

Teniendo en cuenta la mencionadas fuentes de ingresos, el déficit previsto de generación en RO en los SEIE para 2011 alcanza los 167 M€.

Balance de costes e ingresos en los SEIE en 2011 (M€)		
Producción en RO (GWh)		14.094
Coste total de compensación SEIE	Comp. SEIE s/liq. C5	1.646
	Costes previstos adicionales	79
	Coste de grupos generación en alquiler	3
	Desviaciones de derechos emisión	50
	Costes recurrentes	15
	Coste adicional de combustible de apoyo	12
	TOTAL COMPENSACIÓN	1.725
Ingresos	Comp. pagado a cargo de cuenta "extrapeninsulares" hasta 15/11/2012	884
	Liq. Nº14/2011	417
	Compensación a pagar a cargo de actividades reguladas s/ Propuesta de Orden del 12/12/2012	256
	TOTAL INGRESOS	1.557
SALDO		-167

Adicionalmente señalar que la CNE no ha recibido hasta el momento la solicitud de análisis e inspección de los costes correspondientes al año 2011, tal y como se establece en el artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por lo que se ha de considerar la compensación correspondiente a este año como provisional.

Ejercicio 2012

A partir de los resultados reales habidos hasta la fecha, se ha elaborado una previsión para el cierre del año 2012, en la que se prevé un coste de compensación extrapeninsular de 1.722 M€.

Teniendo en cuenta los costes estimados a raíz de las medidas aplicables según Real Decreto-Ley 20/2012, dicha previsión de costes debe ser minorada en 100 M€, tal y como lo contempla la Propuesta de Orden y se presenta en el cuadro siguiente.

Balance de costes e ingresos en los SEIE en 2012 (M€)		
Producción en RO (GWh)		13.879
Coste total de compensación SEIE	Comp. SEIE prevista	1.681
	Costes previstos adicionales	42
	Coste de grupos generación en alquiler	3
	Desviaciones de derechos emisión	27
	Coste adicional de combustible de apoyo	12
	Total compensación prevista	1.722
	Minoración según RD-L 20/2012	-100
	TOTAL COMPENSACIÓN	1.622
Ingresos	Comp. pagado a cargo de tarifa de acceso	406
	Comp. pagado a cargo de PGE	1.217
	TOTAL INGRESOS	1.622
SALDO		0

Por tanto, y de acuerdo con el Real Decreto-ley 6/2009, el 25% (405,5 M€) de la compensación extrapeninsular debería correr a cargo de la tarifa de acceso quedando el 75% de los mismos (1.217 M€) para ser cubiertos por los Presupuestos Generales del Estado de 2013.

Ejercicio 2013

La previsión de la compensación extrapeninsular elaborada por la CNE en octubre de 2012 señalaba una cantidad total de 1.755 M€, que ha sido íntegramente adoptada en la Propuesta de Orden. Esta Comisión no tiene observación adicional.

6.7 Operador del Mercado

La propuesta de Orden establece, en su artículo 6, la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. correspondiente al año 2013 en 14.790 miles de euros, lo que supone un incremento del 2% respecto a la retribución establecida para el año 2012, y que esta cantidad se financiará de los precios que cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores del régimen ordinario y del régimen especial como a los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.

En concreto, los generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada en el caso del régimen especial superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 8,779038 €/MW de potencia disponible, cantidad un 2% superior a la establecida para el año 2012 en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.

Por otra parte, los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, pagarán al Operador del Mercado 0,024888 euros por cada MWh que figure en el último programa horario final de cada

hora. Dicha cuantía es un 2% superior a la establecida para el año 2012 en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 8,779038 €/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 2013, y la cantidad fijada en la propuesta de 0,024888 €/MW al Programa Horario Final del MIBEL previsto para 2013, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 15.050 miles de euros, cifra superior a la cuantía establecida en la Propuesta de Orden (14.790 miles de euros).

Cuadro 15. Pagos estimados para la financiación del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2013

AGENTE DE MERCADO	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	Programa Horario Final (GWh)	RETRIBUCIÓN OMEL Miles €
ESPAÑA R.Ord	61.259	50.422		5.312
ESPAÑA R.Esp peninsular	41.505	9.926		1.046
ESPAÑA (comercializadores, cc, gestor de cargas) - peninsular.			266.847	6.641
PORTUGAL R.Ord	10.707	8.143		858
PORTUGAL R.Esp	7.466	2.036		215
PORTUGAL (comercializadores, cc, gestor de cargas)			39.341	979
TOTAL	120.938	70.527	306.188	15.050

Notas:

- Para los datos de potencia de régimen ordinario en España se han considerado los incrementos previstos en 2013 en la tecnología de bombeo turbinación y las bajas de las centrales de carbón previstas y de una nuclear.
- Se ha considerado la estimación de potencia de régimen especial incluida en este informe para la zona española.
- Se ha considerado que no hay variación de potencia disponible en Portugal, ni de régimen ordinario ni de régimen especial con respecto a 2012.
- Se ha tomado la demanda del Programa Horario Final del MIBEL desde el 1/12/2011 hasta el 30/11/2012, aplicando la variación prevista de demanda para el 2013: un -0,3% en España y un 0% en Portugal.

En el Anexo II del presente informe se presenta un análisis detallado sobre la retribución del Operador del Mercado para 2013.

Adicionalmente, tal y como esta Comisión indicó en sus informe 39/2011 y 6/2012 respecto al diferente diseño de los precios a pagar por la generación y por la demanda para la financiación del Operador del Mercado y el Operador del Sistema, respectivamente, coincide con el diseño diferenciado de los precios de la propuesta de Orden para la financiación del Operador del Mercado, teniendo en cuenta que un precio para la generación similar al de la comercialización, en términos de €/kWh en lugar de €/kW, permitiría su traslación directa al precio del mercado

diario, y por tanto, se repercutiría toda la financiación del Operador del Mercado a la demanda, en lugar de afectar a los agentes del mercado (generación y demanda) en función de los servicios que efectivamente se les preste, tal y como indica el RDL 13/2012.

Finalmente, se indica que en la tabla de disponibilidades que se incluye en el artículo 6 de la Propuesta a fin de calcular la potencia disponible de cada tecnología, se debería eliminar el valor para el lignito pardo, dado que ya no se consume este tipo de carbón en España.

6.8 Operador del Sistema

La propuesta de Orden asigna una retribución al Operador del Sistema correspondiente al año 2012 de 40.410 miles de euros, lo que supone un incremento del 2% respecto de la retribución en 2012.

De acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, dicha retribución será asumida a partes iguales, por un lado, por el conjunto de los generadores del régimen ordinario y especial situados en el territorio nacional y, por otro lado, por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de carga que actúen en el ámbito geográfico nacional por otro.

Los generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, situados en el territorio nacional, pagarán al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta, o instalada por CIL en el caso del régimen especial, superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 23,99 euros/MW de potencia disponible, superior en un 2% a la cuantía establecida en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Por otra parte, los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito geográfico nacional pagarán al operador del sistema 0,06783 euros por cada MWh que figure en el último programa horario operativo de cada hora, cuantía superior en un 2% a la establecida en la mencionada Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 23,99 €/MW a las instalaciones de régimen ordinario y especial situados en el territorio nacional, con potencia neta o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW, previstas para 2013, y la cantidad fijada en la propuesta de 0,06783 €/MW al Programa Horario Final del MIBEL previsto para 2013, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Sistema de 37.770 miles de euros, cifra inferior a la prevista en la Propuesta de la Orden (40.410 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 2013

AGENTE DE MERCADO	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	Programa Horario final (GWh)	RETRIBUCIÓN OS Miles €
<i>PENÍNSULA R.Ord</i>	61.259	50.422		14.515
<i>PENÍNSULA R.Esp</i>	41.505	9.926		2.857
<i>PENÍNSULA (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			266.847	18.100
<i>EXTRAPENINSULARES R.Ord</i>	5.099	4.240		1.221
<i>EXTRAPENINSULARES R.Esp peninsular</i>	465	106		31
<i>EXTRAPENINSULARES (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			15.423	1.046
TOTAL	108.328	64.694	282.270	37.770

Notas:

- Para los datos de potencia de régimen ordinario en España se han considerado los incrementos previstos en 2013 en la tecnología de bombeo turbinación y las bajas de las centrales de carbón previstas y de una nuclear.
- Se ha considerado la estimación de potencia de régimen especial incluida en este informe.
- Se ha tomado la demanda del Programa Horario Final de la península zona española desde el 1/12/2011 hasta el 30/11/2012, aplicando la variación prevista de demanda para el 2013: un -0,3% en España. Se ha considerado la demanda prevista para 2013 para los sistemas extrapeninsulares.

En el Anexo III del presente informe se presenta un análisis detallado sobre la retribución del Operador del Sistema para 2013.

6.9 Anualidades para la financiación del déficit de ejercicios anteriores

Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2013 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 296.184,60 miles de euros. En el Cuadro 17 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 2013.

Cuadro 17. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2013

TITULIZACION DEL DEFICIT DE TARIFA DE 2005		
IMPORTE PROVISIONAL PENDIENTE DE COBRO A 31-12-12 (miles de euros)		
IdPC a 31-12-11	2.622.699,92	:importe definitivo pendiente de cobro a 31-12-11 (Resolución de 27 de abril de 2012 de la DGPEYM)
Anualidad provisional 2012	313.352,49	:anualidad prevista 2012 (Orden IET/3586/2011)
i(N)2011	0,01505	:euribor medio 3M noviembre 2011, Act 365
IPPC a 31-12-12	2.348.819,06	:importe provisional pendiente de pago a 31-12-12
ANUALIDAD 2013 (miles de euros)		
i(N)2012	0,00195	:euribor medio 3M noviembre 2012, Act 365
p	8	:número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2013	296.184,60	:anualidad año 2013

Fuente: CNE y Resolución de 27 de abril de 2012 de la DGPEYM

Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2013 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 96.409,44 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses de noviembre de 2012 (0,195%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,845% (Véase Cuadro 18).

Cuadro 18. 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 31-12-12 (miles de euros)		
(+) IdPC a 31-12-11	1.042.446,93	:importe definitivo pendiente de cobro 31-12-11 según consta en la Resolución de 31 de mayo de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2011 + difer.	0,02155	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2011, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2012	22.464,73	:intereses devengados en el año 2012 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2012	103.629,96	:anualidad año 2012 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo
(=) IdPC a 31-12-12	961.281,70	:Importe pendiente de cobro a 31-12-2012
ANUALIDAD 2013 (miles de euros)		
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)
p	10,46	: número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2013	96.409,44	

Fuente: CNE y Resolución de 31 de mayo de 2012 de la DGPEYM

Derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010 susceptibles de ser cedidos al Fondo de Titulización

Según el Real Decreto 437/2010 la diferencia entre las anualidades previstas y las que resulten de las sucesivas emisiones tendrán la consideración de ingresos o costes liquidables del sistema, por lo que se hace necesario actualizar las anualidades correspondientes al ejercicio 2012, a efectos del cálculo de las anualidades provisionales del ejercicio 2013.

La liquidación provisional 5/2012 del sector eléctrico, que ha liquidado la CNE, incluye la liquidación de los derechos de cobro pendientes tras la 22ª emisión de FADE, de las categorías “Peninsular 2006”, “Déficit 2009” y “Déficit 2010” (sin desajuste), con cargo a las anualidades del desajuste de ingresos para 2012 establecidas en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012, una vez recabadas por parte del Comité de Seguimiento del Proceso de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico y emitidas las oportunas aceptaciones por las empresas cedentes y por la entidad cesionaria. A la fecha de desembolso de la 22ª emisión de FADE, el importe de dichas categorías ascendía a 28.018,02 €.

Teniendo en cuenta la citada liquidación, así como las emisiones de FADE realizadas hasta la fecha, únicamente quedan pendientes de cesión, tras la 29ª emisión de FADE, derechos de cobro de las empresas eléctricas de las categorías Extrapeninsulares 2003-2005, Déficit 2010 (desajuste) y Déficit 2011. El resto de categorías de derechos de cobro, establecidas en el R.D. 437/2010, han sido satisfechas a las empresas eléctricas en su totalidad.

Asimismo, en la liquidación provisional 7/2012 del sector eléctrico, se ha procedido a aplicar lo establecido en el artículo 42 del Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, en lo relativo al tipo de interés definitivo a aplicar a efectos de cálculo del precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico de los “Derechos de Cobro peninsular 2006”, que ha supuesto un importe de 73,463 M €.

Para el derecho de cobro Extrapeninsulares 2003-2005, se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012, según el artículo 3 del R.D. 437/2010, como se indica a continuación:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 publicado en la Resolución de 24 de enero de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos al fondo de titulización.
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses anuales reconocidos, resultantes de la aplicación del tipo de interés Euribor a tres meses de noviembre de 2011 (1,5057%).

- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad reconocida en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.
- El importe resultante se multiplica por el porcentaje del derecho de cobro que aún no ha sido cedido a FADE.

Cabe destacar que el importe pendiente de cobro del Déficit 2010 (desajuste) y del Déficit 2011, para las empresas eléctricas, es distinto que el valor del derecho susceptible de cesión a FADE (que no se actualiza con un tipo de interés, ni tampoco se reduce con las anualidades que perciben las empresas eléctricas).

Así, para el derecho de cobro Déficit 2010 (desajuste), se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 para las empresas eléctricas, según el siguiente procedimiento:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 de 2.313,16 M €
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses, considerando el tipo de interés provisional del 2% fijado en la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo.
- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad que será satisfecha a los titulares en 2012, en concepto de desajuste, y que asciende a 203,83 millones €

Para el derecho de cobro Déficit 2011, se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 para las empresas eléctricas, según el siguiente procedimiento:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 de 2.888,92 M €, calculado como el importe reconocido de 3.000 M€ menos la anualidad percibida de 111,017 M€
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses, considerando un tipo de interés provisional del 2%. Para los importes cedidos a FADE en cada una de las emisiones realizadas en 2012, únicamente se reconocen intereses por los días transcurridos desde el 1 de enero hasta la fecha de cesión (excluida), considerando un año base de 365 días. Para el importe no cedido a FADE, se consideran intereses por todo el año.
- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad que será satisfecha a los titulares en 2012. La anualidad prevista inicialmente en la Orden IET/3586/2011 se ha ido ajustando con cada emisión de FADE realizada en 2012, en base al porcentaje de titularidad del derecho resultante después de cada emisión.
- Al importe resultante se le restan las cantidades cedidas a FADE en las emisiones realizadas en 2012.

Para el derecho de cobro Déficit 2012, el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 es de 0 €, dado que se han cedido a FADE, en 2012, la totalidad de los derechos de cobro reconocidos por valor de 1.500 millones €.

Una vez estimado el importe pendiente de cobro para las distintas categorías de derechos, se ha calculado la anualidad para 2013 teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 7 y 13 años), y el tipo de interés de actualización. Éste es el Euribor a 3 meses del mes de noviembre de 2012 en base ACT 365, que asciende al 0,195% para la categoría de derechos Déficit Extrapeninsulares 2003-2005, y el 2%, fijado de forma provisional, para el Déficit 2010 (desajuste) y el Déficit 2011¹⁰.

Cuadro 19. Anualidades provisionales para 2013 por los derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Anualidad 2012 (€)	% Derecho no cedido	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	365.702.994,52	1,505%	48.862.719,62	0,0085%	27.532,73
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2006	679.827.653,05	1,505%	57.968.141,61	0,00%	0,00
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2007	0,00	1,505%	0,00	0,00%	0,00
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2008	0,00	1,505%	0,00	0,00%	0,00
Derechos de Cobro peninsular 2006	1.575.982.469,59	1,505%	170.935.633,30	0,00%	0,00
Derechos de Cobro peninsular 2008	676.371.675,12	1,505%	67.178.902,98	0,00%	0,00
Derechos de Cobro Déficit 2009	7.758.856,74	1,705%	670.474,00	0,00%	0,00

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Anualidad 2012 (€)	Importe cedido a FADE en 2012	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
Derechos de Cobro Déficit 2010 - desajuste (eléctricas)	2.313.156.342,91	2,000%	203.831.526,41	0	2.155.587.943,35
Derechos de Cobro Déficit 2011 (eléctricas)	2.888.982.254,67	2,000%	236.565.141,53	692.822.433,36	2.016.802.443,71
Derechos de Cobro Déficit 2012	1.500.000.000,00	0,000%	0,00	1.500.000.000,00	0,00

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2013 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	27.532,73	0,195%	7	3.963,99
Derechos de Cobro Déficit 2010 - desajuste (eléctricas)	2.155.587.943,35	2,000%	12	203.831.526,41
Derechos de Cobro Déficit 2011 (eléctricas)	2.016.802.443,71	2,000%	13	177.717.309,00
Total eléctricas	4.172.417.919,79			381.552.799,40

Fuente: CNE

En coherencia con la disposición adicional primera del Real Decreto 437/2010, que establece que los cálculos previstos en el citado Real Decreto se han de realizar en euros con dos decimales, se señala que sería deseable que las anualidades que se han de publicar en la Orden fueran publicadas en € con dos decimales.

Anualidad correspondiente a FADE

A fecha 17 de diciembre de 2012 se habían realizado, en total, 29 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª) y 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones, excepto por el importe recaudado en las emisiones 23ª y 24ª, que servirá para refinanciar vencimientos de bonos

¹⁰ La Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, reconoce un tipo de interés provisional del 2% para el Déficit 2010. Se ha considerado este mismo tipo de interés para el Déficit 2011.

emitidos por FADE. En este sentido, el importe de las emisiones 23ª y 24ª no incrementa la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no genera ninguna anualidad.

El importe total cedido por las empresas eléctricas en las 16 emisiones de 2012 ha ascendido a 5.462 millones €.

Para estimar el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 de los derechos cedidos a FADE en cada una de las 27 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 2012, y el procedimiento establecido en el artículo 9.2.ii para las emisiones que fueron realizadas en 2011. 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 2012, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2011, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro 20. Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2012 de las emisiones realizadas en 2011. Euros

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Intereses	Anualidad 2012 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
1ª	1.910.550.717,26	5,617%	107.315.633,79	200.035.232,67	1.817.831.118,38
2ª	1.917.734.224,33	5,617%	107.719.131,38	200.033.410,19	1.825.419.945,52
3ª	1.924.160.832,29	5,617%	108.080.113,95	199.863.386,95	1.832.377.559,29
4ª	972.133.026,36	5,617%	54.604.712,09	100.326.503,65	926.411.234,80
5ª	1.480.837.328,93	5,617%	83.178.632,77	150.240.524,06	1.413.775.437,63
6ª	312.534.686,41	5,617%	17.555.073,34	31.528.713,76	298.561.045,98
7ª	95.105.540,31	5,617%	5.342.078,20	9.594.312,21	90.853.306,30
8ª	120.963.363,01	5,617%	6.794.512,10	12.181.694,07	115.576.181,04
9ª	95.071.721,15	5,617%	5.340.178,58	9.565.974,14	90.845.925,58
10ª	565.792.487,98	5,617%	31.780.564,05	56.855.491,36	540.717.560,67
11ª	145.206.241,73	5,617%	8.156.234,60	14.591.519,68	138.770.956,65
Total FADE	9.540.090.169,77		535.866.864,84	984.816.762,74	9.091.140.271,86

Cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2012 de las emisiones realizadas en 2012. Euros.

Emisión	Importe cedido	Fecha	Días	Tipo de interés	Intereses	Liquidaciones devengadas	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
12ª	248.817.383,61	03/02/2012	333	4,410%	10.010.843,63	21.006.558,59	237.821.668,65
13ª	225.411.259,92	03/02/2012	333	4,050%	8.328.791,66	18.561.038,24	215.179.013,34
14ª	364.925.549,60	08/02/2012	328	3,970%	13.018.943,94	29.432.825,55	348.511.667,98
15ª	164.003.559,57	10/02/2012	326	3,660%	5.361.164,03	12.863.275,13	156.501.448,48
16ª	160.722.549,00	10/02/2012	326	4,034%	5.790.785,00	12.941.709,49	153.571.624,51
17ª	199.678.000,00	10/02/2012	326	3,763%	6.711.029,87	15.775.643,12	190.613.386,76
18ª	233.670.531,00	15/02/2012	321	6,670%	13.706.985,31	22.095.012,36	225.282.503,95
19ª	575.006.200,00	20/02/2012	316	6,853%	34.115.165,11	54.150.871,00	554.970.494,11
20ª	131.082.665,51	20/02/2012	316	6,788%	7.703.379,90	12.293.748,02	126.492.297,39
21ª	123.778.750,00	27/02/2012	309	6,910%	7.240.853,40	11.439.847,92	119.579.755,48
22ª	842.413.280,00	06/03/2012	301	5,242%	36.416.302,86	68.028.475,84	810.801.107,02
25ª	77.256.623,56	12/11/2012	50	6,544%	692.558,01	1.128.725,63	76.820.455,94
26ª	111.910.609,80	20/11/2012	42	5,741%	739.290,69	1.303.544,87	111.346.355,62
27ª	1.744.137.500,00	11/12/2012	21	4,456%	4.471.490,70	9.315.507,80	1.739.293.482,90
28ª	99.218.356,16	18/12/2012	14	5,359%	203.944,01	375.594,19	99.046.705,98
29ª	160.299.343,84	28/12/2012	4	5,511%	96.812,02	175.140,76	160.221.015,10
Total FADE	5.462.332.161,57				154.608.340,14	290.887.518,50	5.326.052.983,19

Una vez estimado el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2013 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 13,07 años para la emisión 1ª y 14,99 años para la emisión 29ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 5,568%.

El tipo de interés de actualización, según lo establecido en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010, ha sido comunicado a la CNE la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización, mediante escrito de fecha 30 de noviembre de 2012, de fecha de entrada en la CNE 3 de diciembre, el tipo de interés de devengo en 2013 para los derechos de cobro cedidos a FADE. Éste se ha calculado siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2012, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos.

Dentro de las emisiones vivas a 30 de noviembre, fecha establecida por el R.D. 437/2010, no se han considerado las emisiones 27ª, 28ª y 29ª de FADE, cuyas fechas de desembolso¹¹ son el 11, 18 y 28 de diciembre de 2012, respectivamente, y por lo tanto son posteriores al 30 de noviembre.

Cabe destacar que la anualidad de 2013 se ha calculado a partir de las emisiones realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012. Las emisiones que se realicen en 2013 en las que las empresas eléctricas cedan derechos de cobro generarán, asimismo, una anualidad para FADE, que será considerada como coste liquidable del sistema. Adicionalmente, 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.

¹¹ La fecha de desembolso es la fecha de cesión efectiva.

Cuadro 21. Anualidades provisionales para 2013 por los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2013 (€)
1ª	1.817.831.118,38	5,568%	13,07	199.453.935,89
2ª	1.825.419.945,52	5,568%	13,15	199.449.282,23
3ª	1.832.377.559,29	5,568%	13,24	199.276.573,33
4ª	926.411.234,80	5,568%	13,38	100.029.459,34
5ª	1.413.775.437,63	5,568%	13,76	149.785.681,46
6ª	298.561.045,98	5,568%	13,89	31.432.548,05
7ª	90.853.306,30	5,568%	13,89	9.565.048,60
8ª	115.576.181,04	5,568%	13,93	12.144.453,88
9ª	90.845.925,58	5,568%	13,95	9.536.697,10
10ª	540.717.560,67	5,568%	13,98	56.681.186,39
11ª	138.770.956,65	5,568%	13,98	14.546.785,66
12ª	237.821.668,65	5,568%	14,09	24.799.781,07
13ª	215.179.013,34	5,568%	14,09	22.438.629,97
14ª	348.511.667,98	5,568%	14,10	36.325.236,96
15ª	156.501.448,48	5,568%	14,11	16.304.384,61
16ª	153.571.624,51	5,568%	14,11	15.999.154,35
17ª	190.613.386,76	5,568%	14,11	19.858.180,22
18ª	225.282.503,95	5,568%	14,12	23.458.953,74
19ª	554.970.494,11	5,568%	14,13	57.762.555,65
20ª	126.492.297,39	5,568%	14,13	13.165.597,89
21ª	119.579.755,48	5,568%	14,15	12.434.417,70
22ª	810.801.107,03	5,568%	14,18	84.191.956,18
25ª	76.820.455,94	5,568%	14,86	7.734.870,90
26ª	111.346.355,62	5,568%	14,88	11.201.395,53
27ª	1.739.293.482,90	5,568%	14,94	174.515.199,20
28ª	99.046.705,98	5,568%	14,96	9.929.407,22
29ª	160.221.015,10	5,568%	14,99	16.041.260,39
Total FADE	14.417.193.255,07			1.528.062.633,51

Fuente: CNE

6.10 Desajuste del ejercicio 2012

Según el R.D.-Ley 14/2010, todos los déficits en liquidaciones de actividades reguladas, generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a recibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos hasta su facturación.

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 aprueben los peajes. A este respecto, la propuesta de orden ministerial ha establecido de forma provisional un tipo de interés del 2%.

Se considera, por una parte, que la Orden debiera establecer, además del tipo de interés reconocido, el valor del desajuste previsto para el ejercicio 2012, conforme a la normativa vigente.

Por otra parte, se considera que debería adoptarse una metodología para la determinación del tipo de interés. Puede verse al respecto el Informe 38/2011 de la CNE de 21 de diciembre de 2011 sobre el Proyecto de Orden por la que se determina el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y desajustes temporales a tenor de lo contemplado en el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

En consonancia con el citado informe, el tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado podría fijarse como la suma del Interest Rate Swap (IRS) a un año, y un diferencial, calculado como el promedio de los CDS a un año de una cesta de utilities europeas, del índice Dow Jones STOXX Total Market Utilities, cuya calificación crediticia se encuentre dentro del rango que se establezca, excluyendo de este grupo a las empresas de sectores diferentes del gas y de la electricidad, las empresas que operen fuera del marco de regulación de las directivas europeas y las empresas que representen valores atípicos en la muestra final.

6.11 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, y la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad durante los años 2012 y 2013.

Para ello se ha considerado que, tal como establece el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, la reducción del incentivo a la inversión del 10% resulta de aplicación con carácter excepcional únicamente durante el año 2012. Por tanto, para el año 2013, se han considerado los valores establecidos en la Orden ITC/3127/2011, previos a la reducción del 10%. Se ha considerado la aplicación del servicio de disponibilidad para todo el año 2012, y para todo el año 2013, establecidos en la mencionada Orden.

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

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

A continuación se muestra la estimación de los costes derivados de los derechos de cobro por incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad partiendo de dichos supuestos, para los años 2012 y 2013. De acuerdo con las hipótesis anteriores, el coste del pago por capacidad ascendería a 800 M€ en 2012 y 812 M€ en 2013, que resultan superiores a las estimaciones incluidas en la

Memoria Económica de la Orden (736 M€ en 2012 y 2013), tal y como puede observarse en el cuadro siguiente.

Cuadro 22. Pagos por capacidad estimados para 2012 y 2013 de acuerdo con la aplicación de la Propuesta de Orden. Península

Tecnología Miles de €	Año 2012			Año 2013		
	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad
Memoria económica de la Orden	548.000	188.000	736.000	548.000	188.000	736.000
Estimación CNE	613.419	187.059	800.477	619.816	192.512	812.328

Fuente: CNE, Orden ITC/3127/2011, Real Decreto-ley 13/2012 y propuesta de Orden

Por otra parte, es necesario modificar el plazo de aplicación de la prórroga de la Orden ITC/3127/2011, referente al cobro de pagos por capacidad en concepto de servicio de disponibilidad. La Disposición adicional sexta de la Propuesta de Orden indica que el servicio de disponibilidad a medio plazo definido en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, sea de aplicación para el periodo de un año, a contar desde el día 1 de enero de 2013.

Se hace notar que el pago del servicio de disponibilidad previsto actualmente en la Orden ITC/3127/2011, resulta de aplicación durante un año desde su entrada en vigor, esto es hasta el 15 de diciembre de 2012. Por tanto, si el objetivo de la mencionada disposición es prorrogar la aplicación actual de la Orden ITC/3127/2001, el plazo de un año debería comenzar a contar desde el 16 de diciembre de 2012, y no desde el 1 de enero de 2013, como se establece en la Propuesta de Orden.

Finalmente, cabe indicar que si se aplicara en 2013 la propuesta de la CNE del servicio de garantía de suministro, aprobada por su Consejo en su sesión del 5 de diciembre de 2012, el coste de este mecanismo alcanzaría los 721 M€, cifra inferior a los 812 M€ que resultarían de la aplicación de la Propuesta de Orden.

Cuadro 23. Pagos por capacidad estimados para 2013 de acuerdo con la aplicación de la propuesta de Orden y de la Propuesta de mecanismo de garantía de suministro de la CNE. Península

Mecanismo Miles de €	2013 Propuesta CNE mecanismo garantía de suministro		
	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad
Propuesta de Orden -Estimación CNE	619.816	192.512	812.328
Propuesta de servicio de garantía de suministro de la CNE	489.540	231.877	721.417

Fuente: CNE, Orden ITC/3127/2011, Real Decreto-ley 13/2012 y propuesta de Orden

6.12 Sobrecoste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro

Se estima que los sobrecostos resultantes en 2012 y 2013 de la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010 ascienden a 493.540 y 419.563 miles de €, respectivamente.

Cuadro 24. Coste del mecanismo de Restricciones por garantía de suministro en 2012 y 2013

Año	Coste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (Miles €)
2012	493.540
2013	419.563

Fuente: CNE, Orden ITC/3127/2011, Real Decreto-ley 13/2012 y propuesta de Orden

Nota: Precios medios ponderados previstos en el mes de diciembre y en el año 2013: 51,32 €/MWh y 55,77 €/MWh, respectivamente (precio base futuros: 49,83 €/MWh, 54,30 €/MWh, respectivamente).

Los costes unitarios de generación para el tercer y cuarto trimestres son los establecidos en la Resolución de 4 de octubre de 2012 y la Resolución de 28 de noviembre de 2012, respectivamente. Para 2013, se han considerado los costes unitarios establecidos en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, incrementados los costes variables con un IPC del 2%.

Para 2013, se han considerado los volúmenes de producción previstos en la Resolución de 8 de febrero de 2011 más la energía prevista para 2012 que no será producida en este año, según el plan anual mensualizado de REE correspondiente al mes de diciembre.

No se han tenido en cuenta las posibles revisiones que puedan derivarse de las liquidaciones definitivas de 2011 del mecanismo de RGS, excepto la que corresponde por el pago de los peajes de generación del año 2011 (0,5 €/MWh por el volumen quemado, 184,69 TWh, según datos de REE).

7 OTRAS CONSIDERACIONES

7.1 Artículo 8. Revisión de tarifas y precios regulados

Según la información que se acompaña a la propuesta de Orden, en virtud de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a la actualización anual o trimestral, según corresponda, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

En el caso de la cogeneración, las actualizaciones se refieren al primer trimestre de 2013.

Respecto a las actualizaciones anuales:

Las actualizaciones anuales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007 o a la aplicación directa de la variación del índice de referencia, según se recoja en el propio real decreto citado, según corresponda, para las siguientes instalaciones:

1. Para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2, en función de la evolución del precio del carbón y del IPC, respectivamente, según el Anexo VII del citado real decreto.
2. Para las instalaciones de la categoría b), del subgrupo a.1.3, y de la disposición transitoria décima, tomando como referencia el incremento del IPC menos 50 puntos básicos.
3. Para las instalaciones de los grupos c.1 y c.3, tomando como referencia el incremento del IPC. Respecto de la actualización del grupo c.4, el RD 661/2007 establece que se realizará atendiendo al incremento del IPC, así como la evolución del mercado de electricidad y del mercado del carbón en los mercados internacionales, ponderado al 50%.
4. Para las instalaciones acogidas al apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, tomando como referencia el incremento del IPC.
5. Para las instalaciones acogidas al apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, *“con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.1.”*
6. Igualmente se procede a la revisión del valor del complemento por energía reactiva regulado en el artículo 29.1 del Real Decreto 661/2007, y del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión, tomando en ambos casos como referencia el incremento del IPC menos 50 puntos básicos.
7. Para el valor de la prima de referencia de las instalaciones del subgrupo b.2.1, se ha tenido en cuenta lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 1614/2010

Finalmente, de acuerdo con el artículo 12 del RD 1578/2008, se actualizan los valores de las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el registro de pre asignación de retribución en las convocatorias correspondientes al año 2009, 2010 y 2011.

Los valores resultantes en las tarifas, primas y complementos sujetos a esta variación, incluidos en el anexo IV de la propuesta de Orden, son coherentes con la variación de los parámetros que afectan a dichas actualizaciones indicadas en la propuesta de Orden¹².

Únicamente, esta Comisión destaca que se ha detectado un error en el apartado cuarto del anexo IV de la propuesta de Orden, en los valores de la tarifa y prima de referencia correspondientes a las instalaciones de los subgrupos c.1 y c.3, puesto que se han actualizado con un valor de IPC-0,5%, cuando el valor de actualización debe ser únicamente el IPC.

Respecto a las actualizaciones trimestrales:

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo con el procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.
2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

¹² Incremento del IPC de 347,5 puntos básicos, correspondiente a una variación interanual de octubre 2011 a octubre 2012, e incremento de los precios del carbón del 2,87%

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo con el procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.
2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

Se ha de señalar en primer lugar, que las tarifas y primas vigentes para estos subgrupos se corresponden con las establecidas en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, dado que las revisiones correspondientes al tercer y cuarto trimestre de 2012, informadas por la CNE en el pasado mes de octubre, no han sido aún publicadas.

En este sentido, se ha detectado un error de redacción en el apartado primero del artículo 8, en el que se hace referencia a una revisión de dos trimestres, cuando corresponde únicamente al primer trimestre de 2013, y en el apartado segundo del mismo artículo 8 en el que las variaciones anuales se remiten al anexo III cuando se refieren realmente al anexo IV de la propuesta de Orden.

Finalmente, en lo que se refiere a la revisión trimestral de los grupos a.1.1., a.1.2 y c.2., así como los aplicables a la disposición transitoria segunda, teniendo en cuenta lo anterior, y considerando el resto de parámetros (variaciones de IPC, precios CIF, etc.) la CNE entiende que las tarifas y primas resultantes, incluidas en el anexo III de la propuesta de Orden para la revisión del primer trimestre de 2013 son coherentes con la variación de los mencionados índices¹³.

7.2 Disposición adicional cuarta. Prima de riesgo utilizada en el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso de energía eléctrica

La Disposición adicional cuarta de la propuesta de Orden relativa a la “Prima de riesgo utilizada en el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso de energía eléctrica” establece que la prima de riesgo (PR_p) utilizada para la determinación del coste estimado de la energía en base a lo dispuesto en los artículos 9 y 13 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, tomará un valor nulo al aplicar el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso que estén vigentes en cada momento a partir de 1 de enero de 2013.

Esta Comisión valora positivamente esta medida, coincidente con la propuesta de la CNE contenida en el “Informe de la CNE sobre propuesta de modificación de la prima de riesgo incluida en el término del coste estimado de la energía (CE) de la tarifa de último recurso de energía

¹³ Incremento de 131,5 puntos del IPC a partir del 1 de enero, decremento del 0,669% en el precio del GN, y un incremento del 1,944% del GLP

eléctrica”, aprobado por el Consejo de esta Comisión en su sesión del día 13 de diciembre de 2011 (“Informe de 13 de diciembre 2011”¹⁴).

La propuesta de Orden, en línea con la OM de peajes vigente, establece la eliminación temporal de la prima a partir de 1 de enero de 2013, y no permanente, en tanto en cuanto no ha sido suprimido el artículo 13 de la Orden ITC/1659/2009, de forma análoga a lo establecido en 2012 por 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, en la que también se anuló el valor de la prima de riesgo para dicho año 2012.

El “Informe de 13 de diciembre 2011” desarrolla la propuesta de modificación del término “prima de riesgo” en base a la experiencia e información acumulada en la supervisión del proceso de desarrollo de la subasta CESUR, teniendo en cuenta especialmente el periodo comprendido desde la entrada en vigor del Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo.

Cabe señalar, que las conclusiones emitidas en dicho informe continúan siendo válidas con datos del año 2012.

En particular, en dicho informe se señala que entre los riesgos a los que se enfrenta el CUR y que podrían justificar la existencia de una prima estaría, en primer lugar, el asociado a la diferencia entre el volumen solicitado por los CUR para adquirir en las subastas CESUR y el volumen que finalmente han podido cubrir al precio CESUR. En este sentido desde la entrada en vigor del RD 302/2011, los CUR han obtenido una cobertura al precio CESUR de prácticamente el 100% de su solicitud de compra, por el efecto combinado de participación en subastas CESUR y la propia aplicación del RD 302/2011, por lo que no soportan ningún riesgo por este concepto. Se señala que únicamente en 3 horas del 1 de enero de 2012 (horas 6, 7 y 8) el volumen casado por el régimen especial a tarifa en el mercado fue inferior, entre 0,3 MW y 45,8 MW¹⁵, a la diferencia entre el volumen solicitado por los CUR y el adquirido en la subasta CESUR correspondiente y que debe por tanto, ser cubierto con dicho RE a tarifa. Asimismo, en dichas horas el precio del mercado diario se situó en un promedio de 23,28 €/MWh, frente a un precio de CESUR de 52,99 €/MWh, precio al que se habría proporcionado la cobertura por el RE a tarifa

En segundo lugar, en el “informe de 13 de diciembre de 2011” se consideró como fuente de riesgo los errores de previsión a los que se enfrentan los CUR por la diferencia entre la solicitud de los CUR en CESUR que se realiza en base a previsiones de demanda y su adquisición de energía (en términos de productos base y punta) durante el periodo de liquidación. El análisis realizado muestra que estos riesgos han sido prácticamente nulos, ya que si se toma en consideración el periodo desde la entrada en vigor del SUR, la valoración económica ex-post de los desvíos (errores de previsión), para la coyuntura de precios plazo-spot registrada en el periodo analizado, ha sido en términos agregados favorable para todos los CUR.

¹⁴ En concreto, en dicho Informe CNE se planteaba la eliminación de la prima de riesgo incluida en el término CE de la TUR, bien a través de la modificación del artículo 9.1 y la supresión del artículo 13 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, o bien a través de la modificación del artículo 13.1 de la Orden ITC/1659/2009, de forma que se estableciera que la prima tomará valor nulo.

¹⁵ La solicitud de los CUR para el primer trimestre de 2012 ascendió a 7.251 MW en carga base y 363 MW en carga punta. En la subasta CESUR se adjudicaron 4.000 MW en carga base y 363 MW en carga punta.

Por tanto, las conclusiones incluidas en el “informe CNE de 13 de diciembre de 2011” y en las que se consideraba que no se justificaba la existencia de la prima de riesgo en el término del coste estimado de la energía (CE) de la TUR, por lo que proponía su eliminación o en su defecto que la prima tomará un valor nulo, continúan siendo válidas en el año 2012.

7.3 Disposición adicional octava. Mandato a la Comisión Nacional de la Energía

La disposición adicional octava de la propuesta de Orden establece un mandato a la Comisión Nacional de Energía para que, en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la orden, elabore y envíe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema y del operador del mercado teniendo en cuenta lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Esta Comisión valora positivamente la propuesta de metodología solicitada a la CNE, dado que se enmarca dentro de lo trasladado por la CNE en el “Informe sobre el sector energético español. Parte I: Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico” donde se indicaba: “La CNE debería ser la responsable de determinar la metodología por la que se establezca tanto la retribución del operador del sistema como los precios que éste cobre a los sujetos del mercado, teniendo en cuenta los costes incurridos en el ejercicio de su actividad, en la medida en que correspondan a los de un gestor eficiente, y tengan en consideración una rentabilidad adecuada.

Se considera que las acciones relativas a fijar la retribución del operador del sistema de acuerdo con una metodología establecida, la determinación de los precios que éste cobre a los agentes, y la desagregación de la función del operador del sistema a una sociedad de nueva creación, debe realizarse revisando, en consonancia, la retribución del transporte, al objeto de no trasladar un incremento de costes que finalmente acabe repercutiendo al consumidor.

Asimismo, la CNE debería ser la responsable de elaborar la metodología por la que se establecen los precios que el operador del mercado cobra a los sujetos del mercado por los servicios que presta”.

En este sentido, cabe destacar que la CNE está llevando a cabo el desarrollo de un sistema de contabilidad regulatoria de costes (SICORE) para las actividades reguladas de transporte de electricidad, operación del sistema eléctrico nacional, transporte de gas natural, regasificación, almacenamiento subterráneo de gas natural y gestión técnica del sistema gasista. El establecimiento de dicho sistema permitirá por un lado conocer los costes imputados en distintas actividades reguladas (entre las que se encuentran el transporte y la operación del sistema) por las empresas con un nivel de detalle predeterminado y a su vez, en función de la comparativa con costes homogéneos de distintas empresas, valorar la razonabilidad de los mismos. Es por ello que se entiende que hasta que no se tenga disponible el sistema que permita validar los costes en los que incurre REE en el desarrollo de la actividad de Operación del Sistema, no deberían de fijarse las retribuciones correspondientes a los mismos.

Se considera, por tanto, que el desarrollo de este modelo y los resultados obtenidos del mismo son elementos imprescindibles para el correcto diseño de una metodología retributiva acorde a las

actividades realizadas por el Operador del Sistema, basada en unos costes realmente incurridos y verificados, sobre los que se tengan en cuenta los incentivos adecuados.

Como se ha indicado anteriormente, esta Comisión considera necesario introducir incentivos en la propuesta de retribución del operador del sistema, para una gestión eficiente de los procesos y mercados de operación que gestiona, entendiendo que la gestión eficiente debe contemplar la seguridad del sistema y la continuidad del suministro, objetivos principales, pero también procurar la minimización del coste sobre los consumidores finales. La introducción de dichos incentivos requiere realizar un análisis en profundidad de la actividad de operación del sistema, y ha de realizarse con cautela.

Adicionalmente, cabe señalar que en paralelo esta Comisión habrá de desarrollar la propuesta de retribución del Operador del Mercado y que, de forma simétrica, se ha propuesto incluir una disposición adicional similar en la Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas para la metodología de cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema.

Por ello, el plazo de 3 meses establecido para que la CNE proponga una propuesta de metodología, se considera demasiado corto, y se propone, en su lugar, un plazo de un año.

7.4 Disposición transitoria segunda. Consumidores que sin tener derecho a tarifa de último recurso, transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

La disposición transitoria segunda de la Propuesta de Orden establece que los consumidores conectados en alta tensión y baja tensión que a 31 de diciembre de 2012 estén siendo suministrados por un comercializador de último recurso y el 1 de enero de 2013 carezcan de un contrato de suministro en el mercado libre, (siempre que no estén incluidos en la excepción establecida en el artículo 3.3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril), podrán seguir siendo suministrados por dicho comercializador de último recurso hasta el 31 de diciembre del 2013.

El precio que deberán pagar estos clientes por la electricidad consumida al comercializador de último recurso durante este periodo será el correspondiente a la aplicación de la facturación de la tarifa de último recurso, TUR, sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria, incrementado sus términos un 20 por ciento.

A noviembre de 2012, unos 46.500 clientes sin derecho a TUR están siendo suministrados por un CUR, tal y como muestra la tabla siguiente. De éstos, parte corresponde a clientes que se han quedado transitoriamente sin contrato, y parte a algunos que no han conseguido todavía contratar el suministro en mercado libre desde julio de 2009. De estos 46.500 clientes, alrededor de un 16% corresponden a suministros esenciales, por lo que no podría aplicárseles la suspensión de suministro.

Cuadro 25. Evolución de los consumidores sin derecho a la TUR que son suministrados por el CUR a precio disuasorio

Tipo de consumidor\ CUR	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12
Grandes Clientes (AT)	189	178	193	184	178	225	188	188	219	222	176
Grandes Clientes (BT)*	596	522	504	444	389	332	304	299	281	304	256
AAPP (Alta tensión)	806	787	754	707	688	666	621	613	589	570	533
AAPP (Baja Tensión)	17.359	16.153	15.020	14.327	13.330	12.530	10.076	10.522	10.335	9.968	9.737
Pymes (AT)	1.223	1.178	1.126	1.098	1.050	1.061	1.022	1.021	1.005	990	967
Pymes (BT)	16.368	15.541	15.517	14.787	13.459	13.048	12.616	12.484	12.160	11.953	11.765
Domésticos (AT)	125	125	133	132	127	130	134	134	131	135	138
Domésticos (BT)	28.630	27.570	26.777	26.420	25.913	25.154	24.503	24.033	22.647	21.792	22.709
Otros (AT)	29	29	32	34	35	25	22	22	23	25	33
Otros (BT)	188	227	246	245	283	219	208	222	232	247	239
Total	65.513	62.310	60.302	58.378	55.452	53.390	49.694	49.538	47.622	46.206	46.553

(*) Puntos de suministro clasificados en BT correspondientes a Grandes clientes que agrupan varios puntos de suministro en AT y BT (suelen corresponder a grandes clientes que se quedan transitoriamente sin contrato en espera de resultado de un nuevo concurso)

De acuerdo con el informe de la CNE sobre el Real Decreto que modifica el Real Decreto 1955/2000¹⁶, con el fin de evitar la ampliación sistemática de los plazos máximos previstos tras los cuales se propone la suspensión del suministro y teniendo en cuenta que el número de consumidores en esta situación ha ido reduciéndose paulatinamente (cabe señalar que, en febrero de 2010, primer mes del que se dispone de información con este desglose, se encontraban en régimen transitorio 354.636 suministros) y no es significativo en la actualidad¹⁷, se considera más operativo la eliminación de plazos máximos y el establecimiento permanente de un precio disuasorio que puedan satisfacer los consumidores que transitoriamente se queden sin contrato. En particular, dicho precio disuasorio se correspondería con la TUR sin discriminación horaria, sin considerar el término de progresividad, más un 20%, en tanto exista dicha referencia de precio.

Por lo tanto, se propone la eliminación del punto 2 de la Disposición Transitoria Segunda y la eliminación, en el punto 1 de la misma disposición, de la referencia al 31 de diciembre de 2013, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013.

Adicionalmente, para que de forma permanente los comercializadores de último recurso puedan seguir suministrando a los consumidores que no tienen derecho a la tarifa de último recurso, se

¹⁶ www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne164_11.pdf

¹⁷ A 30 de junio de 2012, había 9,8 Millones de consumidores en mercado libre y 18,8 Millones suministrados por un CUR (datos referidos a los clientes en las redes de las 5 principales distribuidoras y a 270 empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes)

propone incorporar una disposición adicional en la Orden a efectos de eliminar el segundo párrafo del punto 2 del artículo 21 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. Asimismo, se hace necesario definir el precio que deberán pagar los consumidores en régimen transitorio: la TUR sin discriminación horaria y sin término de progresividad. En particular, se propone incluir la siguiente disposición final:

“Disposición final xxxx. Modificación 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

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 queda redactado de la siguiente manera:

“2. El precio que deberán pagar estos clientes por la electricidad consumida al comercializador de último recurso será el correspondiente a la aplicación de la facturación de la tarifa de último recurso, TUR sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria y sin término de progresividad.”

Finalmente, cabe señalar que la propuesta anterior de establecimiento permanente de un precio disuasorio que puedan satisfacer los consumidores que transitoriamente se queden sin contrato debería ir acompañada de una serie de medidas encaminadas a asegurar la protección de los derechos de los consumidores y fomentar la transparencia y participación activa de los consumidores en el mercado.

Dichas medidas forman parte de una serie de propuestas regulatorias ya remitidas al MIET¹⁸. En resumen, en dichos informes se proponen un conjunto de medidas relativas a:

- *Protección de los derechos de los consumidores*
 1. Introducir en la Ley del Sector Eléctrico un nuevo artículo de derechos de los consumidores en relación con el suministro, de manera que se introduzcan en la Ley de forma unificada, todos los derechos de los consumidores contemplados en el Anexo I de la

¹⁸ Véase : “Informe 34/2011 de la CNE sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”, aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión del 27 de octubre de 2011; “Informe 32/2011 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural”, aprobado por el Consejo de la CNE el 18 de octubre de 2011. “Informe de la CNE sobre la propuesta de un modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de suministro de último recurso” aprobado por el Consejo de la CNE el 7 de junio de 2012.

Directiva de forma similar a cómo se ha realizado en el artículo 57.bis de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

2. Regular expresamente para electricidad el derecho del consumidor “a tener a su disposición sus datos de consumo y mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro registrada. La parte encargada de la gestión de datos estará obligada a facilitar estos datos a la empresa utilizando los formatos y procedimientos desarrollados reglamentariamente. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.”
 3. Separar el servicio de atención al cliente de los comercializadores libres y de último recurso del mismo grupo empresarial (distinto número de teléfono gratuito y fax y dirección de correo electrónico) en aras a una mayor transparencia para evitar generar confusión en los consumidores en lo que concierne a quién puede suministrarles en determinadas circunstancias y bajo qué condiciones económicas.
 4. Regular los procesos de alta de nuevos puntos de suministro de forma que se establezca claramente la información necesaria para solicitar la acometida, la contratación y la puesta en servicio y el plazo en que deben realizarse dichos trámites por parte del comercializador y el distribuidor.
- *Mejora del tratamiento de las reclamaciones.*
- Para la tramitación eficiente de un sistema de reclamaciones se requiere:
1. Unicidad de la instancia ante la que se plantea, tramita y resuelve la reclamación.
 2. Clasificación homogénea y estandarizada a nivel nacional de conflictos o reclamaciones que se puedan plantear sobre las distintas fases o conceptos del suministro.
 3. Procedimiento reglado (y planes de compensación a nivel nacional) que deberá contemplar, en todo caso, las vías de acceso a reclamar más amplias por parte de los consumidores, y que detalle formularios, plazos y criterios sobre los que las reclamaciones serán resueltas, siempre sobre criterios de proporcionalidad, equidad y compensación al consumidor.
 4. Difusión pública de la información derivada de la gestión de las reclamaciones.
 5. Incluir en las facturas de suministro la información sobre el procedimiento de tramitación de reclamaciones.
 6. Estándares sobre gestión de reclamaciones comunes a los sectores del gas y la electricidad determinados a nivel nacional.

Se propone un mecanismo independiente para la tramitación eficaz de reclamaciones y solución extrajudicial de conflictos con las siguientes características:

1. Con carácter general, todos los consumidores domésticos (tanto los sujetos tarifas reguladas como los consumidores domésticos en el mercado libre), dispondrán de pleno acceso a mecanismos administrativos de resolución de reclamaciones relativas al suministro, que sean vinculantes para las empresas y que incluyan la posibilidad de reembolso y compensación.
2. Se propone que los órganos de consumo de las Comunidades Autónomas sean competentes para resolver, en vía administrativa, tanto las reclamaciones sobre la

modalidad de suministro regulado de último recurso y, en general, cuando se refieran a conceptos regulados, como las que se refieren a los contratos en mercado libre.

3. Fomento del sistema arbitral de consumo como mecanismo de resolución de las reclamaciones de los consumidores, si bien teniendo en cuenta su carácter voluntario para las empresas.
4. Desarrollar un sistema de información de quejas y reclamaciones global, en coordinación con las CCAA, con el objetivo último de realizar una supervisión efectiva de la evolución del mercado minorista, lo que es relevante para proponer medidas de liberalización en el mercado doméstico.
5. Precisar normativamente las exigencias de calidad en la atención al consumidor exigibles a los comercializadores, incluyéndose entre dichas exigencias, la concreción de plazos y consecuencias jurídicas del incumplimiento de la misma.

– *Medidas relacionadas con la facturación.*

1. Regular el contenido mínimo de las facturas¹⁹ para todos los consumidores, con el objeto de facilitar al consumidor la comprensión de la factura y, en su caso, capacitarle para realizar las gestiones que tengan que ver con la misma.
2. Establecer que la facturación sea de periodicidad mensual²⁰ con base en lecturas reales, salvo que no se disponga de contadores de teled medida, en cuyo caso la lectura y facturación será como máximo bimestral.

– *Medidas específicas para fomentar la transparencia y la participación activa de los consumidores en el mercado.*

1. Obligar a los comercializadores, a aportar una información transparente y clara en su página web sobre sus ofertas comerciales para los consumidores doméstico-comerciales. (una obligación en este sentido, aunque no tan detallada como la que se indica ya existe en el sector del gas).
2. Obligar a los comercializadores a ofrecer un servicio básico (sólo de gas o electricidad), sin incluir servicios adicionales, en el caso de que se apreciase una dificultad creciente para el consumidor de llevar a cabo una comparación entre las ofertas disponibles.
3. El proceso de sustitución de los equipos de medida debería ser paralelo a la integración de los equipos sustituidos en los correspondientes sistemas de teled medida y telegestión. Se considera necesario fomentar la utilización de la información de la telegestión para facilitar a los consumidores domésticos los datos de teled medida de sus contadores, así como las herramientas necesarias que les permitan analizar y optimizar sus consumos.
4. Para mejorar la gestión de la demanda, se deberá establecer desde la regulación la información que los distribuidores deben poner a disposición de los comercializadores que comercialicen a consumidores en baja tensión, en los casos en que exista equipo con teled medida, o cuando éste no exista.

¹⁹ En este sentido, el 8 de junio de 2012 el Consejo de la CNE ha remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la “Propuesta de un modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de suministro de último recurso” en la que se establece un contenido mínimo para los consumidores acogidos al suministro de último recurso.

²⁰ Véanse Informe 34/2011 e Informe 1/2012 de la CNE.

5. Mantener y difundir el Comparador de ofertas de gas y electricidad de la CNE a organizaciones de consumidores y Comunidades Autónomas, introduciendo, en su caso, mejoras para aumentar su utilización por parte de los consumidores.
 6. Promover la realización de procesos de switching colectivo.
- *Mejora de la regulación y supervisión de los procesos de cambio de suministrador.*
1. Introducción de los principios generales que deben gobernar el cambio de suministrador en los Reales Decretos 1955/2000 y 1434/2002 de acuerdo con la propuesta de OCSUM aprobada por la CNE.
 2. Establecer, en los reglamentos de desarrollo, que las comunicaciones entre distribuidores y comercializadores relacionadas con los cambios de suministrador y otras modificaciones contractuales se realicen en formato electrónico, mediante procedimientos operativos y formatos homogéneos y públicos, aprobados por circular de la CNE a propuesta de OCSUM.
 3. Especificar el alcance exacto del plazo máximo de tres semanas previsto por el Real Decreto Ley 13/2012 para las actuaciones que corresponden a los comercializadores y a los distribuidores en relación con los cambios de suministrador.
 4. Evitar que el distribuidor pueda obstaculizar de manera discrecional los cambios de suministrador requiriendo documentación adicional sobre la conformidad del cliente o la verificación de la titularidad del contrato o alegando deficiencias técnicas en las instalaciones del consumidor.
 5. Incorporar la obligación en electricidad (que sí que está prevista para gas) de enviar la liquidación de cierre en el plazo de seis semanas y desarrollar, para electricidad, un procedimiento de contratación telefónica que está previsto en gas.
 6. Establecer tipos específicos de infracciones por incumplimiento de distribuidores y comercializadores asociadas a los procesos de cambio de suministrador y acceso a las bases de datos de puntos de suministro en gas.
 7. Establecer un procedimiento ágil y sencillo de reposición del cliente en los casos en que se haya producido un cambio de suministrador sin su consentimiento y que sea iniciado por el comercializador existente del cliente si éste así lo requiere.
 8. Regular las consecuencias de este cambio de suministrador no consentido, de forma que los comercializadores tengan un incentivo para evitar que sucedan este tipo de situaciones.
 9. Establecer claramente en la normativa que los sistemas de verificación del efectivo consentimiento del consumidor que ponga en marcha OCSUM ofrezcan resultados suficientemente representativos y desglosados por empresa, de forma que pudieran tener también eficacia disuasoria.
 10. Reducir las penalizaciones previstas en la normativa para el caso de resolución del contrato de suministro antes del periodo establecido.

7.5 Ejecución de las Sentencias de la Audiencia Nacional relativas al IDAE

En relación a las cantidades a devolver por el **IDAE** se ha de señalar que, hasta el ejercicio 2009, si bien existen diversas sentencias que anulan los preceptos por los que se establecía una dotación al IDAE con cargo a tarifas, no existía pronunciamiento alguno en relación a la Orden de transferencia de fondos al IDAE desde la cuenta específica de la CNE.

A partir del ejercicio 2009, existe una Sentencia de la Audiencia Nacional de 24 de febrero de 2011, en la que, además de la nulidad del precepto de la Orden de peajes de 2009 en que establecía la dotación al IDAE con cargo a la tarifa eléctrica, determina, por primera vez, la nulidad de la Orden que regula la transferencia de fondos al IDAE desde la cuenta específica de la CNE. Según esto, las cantidades cedidas al IDAE en los ejercicios sujetos a liquidaciones de las actividades reguladas, cuya transferencia de fondos ha sido declarada nulas, son:

Año	Importe (miles)
2009	308.900
2010	308.900
TOTAL	617.800

El Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 marzo, establece, en su artículo 9, el ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas de la partida de Efectivo y otros activos líquidos equivalentes del IDAE, en proporción a la facturación total derivada de la aplicación de los peajes de acceso eléctricos y de gas.

Según esto, de los 616.385 miles de € ingresados por el IDAE, 509.127 miles de euros, han sido destinados a las liquidaciones del sector eléctrico. Dado que las cantidades incluidas en la tarifa eléctrica han ascendido a 617.800 miles de euros, faltarían aún por ejecutar 180.672 miles de €

**ANEXO I. SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE
LA SUBDIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA LA ELABORACIÓN DE LA
ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES
DE ACCESO A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2013**