



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

INTRODUCCIÓN Y RESUMEN EJECUTIVO

7 de marzo de 2012

INTRODUCCIÓN

Este documento responde al 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. De manera relacionada, por su impacto sobre los precios que soportan los consumidores, se valoran también posibles medidas para fomentar la competencia y el funcionamiento eficiente de los mercados mayoristas y minoristas de electricidad y gas.

Situación actual

En los últimos años están aflorando nuevos retos y problemas en los modelos regulatorios que se establecieron al comienzo de la liberalización de los mercados energéticos europeos. Los factores desencadenantes son muchos, y en buena parte específicos de cada país. Entre los comunes, cabe señalar la caída de la demanda de productos energéticos, la dificultad de financiación de nuevas infraestructuras, asociadas a la crisis económica, el incremento del precio de los combustibles fósiles así como la introducción de medidas contra el cambio climático. Todos ellos pueden ejercer presiones al alza sobre los precios que los consumidores finales pagan en concepto de uso de las instalaciones energéticas y/o de adquisición de la energía, dependiendo de la regulación y de los mecanismos de financiación escogidos en cada país.

Con respecto a la seguridad de suministro, la situación actual del modelo español es relativamente favorable: existe un exceso de capacidad, tanto en generación eléctrica, con un margen de cobertura previsto superior al 10%, al menos hasta 2016, como en infraestructuras de importación de gas, con unos ratios de utilización de las mismas del 40-60% hasta 2014, y una amplia diversificación de aprovisionamientos de gas natural y de puntos de entrada al sistema. En suma, todo lo anterior indica que no existe un problema de suministro en el medio plazo, a diferencia de la situación de insuficiente capacidad de generación que se ha detectado en algunos países europeos, entre los cuales cabe señalar Francia y Reino Unido, o de dependencia elevada del gas ruso, como, por ejemplo, en Alemania e Italia. Asimismo, España ostenta una de las tasas más altas de incorporación de capacidad de generación eléctrica de origen renovable en Europa, lo que ha contribuido a una reducción significativa, del 44%, de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico entre 2005 y 2011.

No obstante, los principales aspectos del debate europeos son también relevantes para España, en particular en lo que afecta al desarrollo de las interconexiones eléctricas y la gestión de congestiones en las mismas, como elemento para favorecer la integración de las energías renovables y la exportación de la energía excedentaria a otros países, y al establecimiento de mecanismos de mercado capaces de aportar una señal de precio estable y eficiente a las nuevas inversiones de generación.

Con respecto al nivel de competitividad del sistema, en España los precios finales, especialmente de electricidad, que tienen un impacto directo en la competitividad

industrial, se situaron en 2011 en el rango elevado de la Unión Europea¹. Por su parte, los precios finales para los consumidores doméstico-residenciales, especialmente de electricidad, registran puestos entre los más elevados del *ranking* europeo, si bien cabe remarcar que el impacto de la factura eléctrica sobre el gasto anual medio de las familias en España supone el 2% y el de la factura de gas natural el 0,74%.²

Más aún, el nivel de dichos precios finales en España sería superior en relación con los precios europeos si se tuviera en cuenta el déficit estructural del sistema eléctrico, que se está registrando desde hace una década, debido a que los costes reconocidos a las distintas actividades reguladas han sido (y siguen siendo) superiores a los ingresos obtenidos por los precios regulados que pagan los consumidores.

Frente a esta evolución de los precios finales, cabe reseñar que los precios mayoristas han sido generalmente coherentes con la trayectoria de los precios de los combustibles en los principales mercados internacionales. A este respecto, en el sector eléctrico, la existencia de un mercado spot organizado, con precios transparentes y un grado de liquidez elevado, adicionalmente a la regulación aplicada, ha facilitado la entrada de nuevos competidores y el desarrollo de la contratación a plazo (mayoritariamente de carácter financiero y no organizado). En los últimos dos años, los precios en este mercado se han situado en la franja medio-baja de los precios mayoristas eléctricos europeos. Por otra parte, en el sector gasista, si bien existe un volumen significativo de intercambios entre agentes, esencialmente motivados por razones logísticas, éste todavía no se ha desarrollado hacia un formato organizado con precios transparentes.

La senda de precios finales alcanzada en España respecto a otros países de la UE, en particular, en electricidad, se debe, principalmente, a la incorporación como costes del sistema de un volumen creciente de costes reconocidos a las actividades reguladas, planificados inicialmente en un contexto donde se esperaba un mayor crecimiento de la demanda, y, en particular, en el caso eléctrico, a los mecanismos de incentivos económicos para las instalaciones del Régimen Especial, a la compensación extrapeninsular y al incremento de la retribución de la distribución y el transporte, además de los costes de financiación del déficit.

Asimismo, en relación a los mercados mayoristas, la existencia de intervenciones regulatorias en los mecanismos de funcionamiento de los mercados (es destacable la distorsión generada por el Real Decreto de restricciones de garantía de suministro), unida a estructuras de mercado con grupos verticalmente integrados y, en ocasiones, a la ausencia de transparencia sobre las transacciones realizadas por los agentes en determinados mercados de ajustes (este es el caso del mercado secundario de gas y de las transacciones intra-grupo y en los mercados OTC) también recomiendan adoptar medidas para incrementar la eficiencia y la competencia en los mercados.

En relación a los mercados minoristas, su evolución en los últimos años en España ha sido determinada en gran medida por la progresiva desaparición de las tarifas integrales y la introducción del suministro de último recurso. En particular, se ha

¹ En los datos de Eurostat, algunos países como Alemania, Dinamarca, Italia y Portugal excluyen de los precios finales los costes de financiación de las energías renovables y cogeneración.

² Datos de la Encuesta de Presupuestos Familiares 2010 (INE).

registrado, como en la gran mayoría de los países europeos³, una menor presión competitiva en el segmento de consumidores domésticos, con demanda menos elástica y mayores costes de *switching*, donde la entrada de nuevos competidores ha sido reducida y la referencia de precio prácticamente coincide con la tarifa de último recurso.

Esta Comisión considera que, en cuanto sea posible y se den las condiciones necesarias, debe contemplarse la desaparición de los precios finales regulados en los mercados minoristas de gas y electricidad. Con este objetivo, se mantendría tan sólo un sistema de protección para los consumidores vulnerables.

La transición a un modelo de mercado minorista sin precios regulados depende de la implementación, previa a la eliminación de dichos precios regulados, de un conjunto de indicadores y medidas coherentes de supervisión efectiva de ofertas y márgenes comerciales, funcionamiento eficiente de mecanismos de contratación y *switching* (incluida la capacidad de la CNE de dar instrucciones a OCSUM), así como de la participación activa de los consumidores, a través del comparador de precios y de la promoción de procesos de *switching* colectivos. Además, se requiere que los peajes de acceso empiecen a determinarse a partir de una metodología asignativa de costes, que sea creíble y estable en el tiempo y permita avanzar hacia un escenario de suficiencia de los mismos.

La insuficiencia de los peajes está poniendo en peligro la sostenibilidad económico-financiera de los sistemas eléctrico y gasista. De forma relevante, el problema fundamental en lo que concierne al sector eléctrico, es que la falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en el sector eléctrico durante los últimos diez años ha generado una deuda creciente del sistema eléctrico. El desequilibrio entre los ingresos y los costes del sistema es insostenible, debido al impacto de la creciente deuda acumulada sobre los peajes de acceso presentes y futuros de los consumidores y al impacto temporal sobre el endeudamiento de aquellas empresas que están obligadas a financiar el déficit del sistema.

En el sector gasista, si bien no existe un problema de déficit de la magnitud existente en el caso eléctrico, en los últimos años se han producido desvíos significativos, previéndose que el déficit acumulado pueda alcanzar el 14% de los costes regulados a 31 de diciembre de 2011 y una evolución desfavorable en 2012, como consecuencia de la contracción de la demanda, por una parte, y de la construcción e incorporación a la retribución de un número importante de infraestructuras previstas en la planificación, por otra.

Procedimiento y estructura del informe

En este contexto se requiere la adopción urgente de soluciones regulatorias, en los sectores de electricidad y gas natural, tanto para evitar los problemas de los déficits tarifarios estructurales, como para contener los costes de las actividades reguladas, revisar su regulación y promover un funcionamiento más eficiente y competitivo de los mercados.

³ Véase, por ejemplo, *Commission Staff Working Document "2009-2010 Report on progress in creating the internal gas and electricity market"* de junio 2011.

A este fin, en este informe se contemplan una serie de posibles medidas y actuaciones regulatorias, haciéndose eco también de los comentarios recogidos en el proceso de consulta pública lanzado por esta Comisión a principios de febrero de 2012. Los cuestionarios y las respuestas a los mismos, que se adjuntan como anexo a este informe, están estrechamente relacionados al encargo recibido de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de elaborar un informe sobre medidas de ajuste regulatorio que se pudieran adoptar en los sectores energéticos.

Se señala que el nivel de participación en la consulta pública ha sido elevado, registrándose:

- 477 respuestas al cuestionario sobre el sector eléctrico, de las cuales más de 200 procedentes de particulares. Además de los agentes del sector, se destaca la participación de numerosos consumidores industriales aunque únicamente se ha contado con la de una asociación de consumidores domésticos;
- 68 respuestas al cuestionario sobre el sector gasista, de las cuales unas 13 procedían de particulares (además de los agentes del sector, han participado consumidores industriales, pero ninguna asociación de consumidores domésticos); y
- 42 respuestas al cuestionario sobre el sector de hidrocarburos líquidos, de las cuales unas 20 procedían de particulares (además de los agentes del sector, han participado consumidores industriales, pero ninguna asociación de consumidores domésticos).

Debido al carácter urgente del informe requerido por la Secretaría de Estado de Energía, que se centra en las medidas de ajuste regulatorio de los sectores de gas y electricidad, las posibles medidas que afectan al sector de los hidrocarburos líquidos, también incluido en la consulta pública, serán objeto de análisis posterior.

El documento se estructura en cinco partes:

- I. Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico
- II. Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista
- III. Medidas relacionadas con mejoras en el mercado mayorista eléctrico
- IV. Medidas relacionadas con mejoras en el mercado mayorista de gas natural
- V. Medidas relacionadas con mejoras en los mercados minoristas de gas y electricidad

Entre las medidas de sostenibilidad económico-financiera se han incluido medidas con impacto en el corto plazo así como medidas con efecto de medio plazo pero que mejoran la sostenibilidad y la eficiencia del sistema y que deben desarrollarse también de manera urgente. Asimismo, el documento incluye un anexo con las respuestas a la consulta pública.

RESUMEN EJECUTIVO

I. MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El déficit entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico es insostenible. La deuda del sistema asciende a 21.812 M€ a 6 de marzo de 2012 (23.312 M€ si se incluye el déficit establecido para 2012). Las consecuencias directas de mantener una senda creciente de deuda del sistema eléctrico son, por una parte, los crecientes pagos por la deuda del sistema a través de los peajes de acceso presentes y futuros de los consumidores y, por otra, el impacto sobre el endeudamiento de las empresas eléctricas que están obligadas a financiar temporalmente el déficit del sistema.

Por ello, se hace necesaria la introducción de medidas regulatorias, tal y como se solicita en el escrito del Secretario de Estado de Energía, con un impacto inmediato a corto plazo, a efectos de eliminar el déficit del sistema, mitigar los costes de la financiación de la deuda pendiente de titulización y definir claramente los costes de acceso que deben recaer sobre los consumidores de electricidad para determinar de forma suficiente y estable sus peajes de acceso. Asimismo, se recomiendan medidas de aplicación urgente pero con impacto de ahorro de costes a medio plazo, dirigidas a promover mayor eficiencia en la regulación.

Medidas regulatorias con impacto en el corto plazo

Con el objetivo de atajar cuanto antes la senda de déficit tarifario, esta Comisión propone medidas a corto plazo tanto sobre los costes de las actividades reguladas como sobre el aplazamiento de inversiones previstas en la planificación actual, con la finalidad, de moderar cuanto antes la senda creciente de los costes de acceso y promover una regulación eficiente en las actividades reguladas. La no aplicación de medidas sobre la retribución/costes de las actividades reguladas supondrá una evolución de los costes de acceso que incidirá en la permanencia de déficit estructural.

Destacan por su cuantía las siguientes partidas:

- La amortización de los activos y la retribución del Valor Neto en la retribución del transporte.
- El aplazamiento de inversiones de transporte previstas en la planificación.
- La revisión de la retribución de la distribución mediante el criterio de la amortización de activos y retribución a Valor Neto.
- La revisión de los costes de operación y mantenimiento de la retribución de la distribución.
- La armonización de la prima de la tecnología solar termoeléctrica con respecto a su tarifa regulada
- La limitación del uso de los combustibles fósiles de apoyo al 5% de la energía primaria para tecnologías de régimen especial.
- La eliminación de los gastos de naturaleza recurrente en los costes de compensación extrapeninsular.
- El incremento de los factores de eficiencia de todas las actividades y costes regulados.

- La revisión de la tasa interna de rentabilidad en las actividades reguladas.

Adicionalmente, se proponen medidas relativas al mecanismo de financiación y cesión del déficit tarifario a FADE por parte de las empresas eléctricas que están obligadas a financiar temporalmente el déficit, con el objeto de mitigar de forma inmediata el impacto de dicho mecanismo de cesión en las anualidades con cargo a los peajes de acceso de los consumidores. En particular se propone, para el déficit que no ha sido cedido a FADE, que las empresas cedan directamente a terceros la deuda de la que son titulares iniciales, tal y como se realizó en déficit anterior a 2003 y de 2005. Alternativamente, se propone que las empresas eléctricas beneficiarias de la cesión a terceros de los derechos de cobro, contribuyan a financiar parte de los costes de la titulación FADE.

Asimismo, se proponen medidas para trasladar hacia los costes de energía, partidas actualmente consideradas como costes de acceso (retribución del Operador del Sistema y coste de interrumpibilidad de los grandes consumidores), a efectos de eliminar de los peajes de acceso, aquellas partidas que son identificadas como costes de servicios del sistema. Cabe indicar que esta medida que permite mitigar el déficit tarifario, incrementa el coste de energía de los consumidores no interrumpibles.

Con el objeto de que los precios regulados de los consumidores (pagos por capacidad y peajes de acceso) incluyan exclusivamente aquellos costes que deben repercutirse al sistema eléctrico esta Comisión se remite a las consideraciones realizadas, tanto en su informe 29/2009 (Informe sobre el mecanismo de restricciones por garantía de suministro) relativas a que el coste de este mecanismo no debería repercutirse a los consumidores eléctricos, como en su Informe 26/2011 (sobre la modificación de los pagos por capacidad) relativas a que no es necesaria, en la situación actual de exceso de capacidad de generación, la aplicación de pagos por disponibilidad e inversión establecidos en la Orden ITC/3127/2011.

En este sentido se propone eliminar o minorar el coste de la financiación del programa de Restricciones de Garantía de Suministro, que por otra parte distorsiona la asignación eficiente del mercado de producción; y asimismo, limitar los pagos por capacidad superiores a los establecidos previamente a la normativa vigente (por ejemplo, eliminando transitoriamente el pago por disponibilidad y reducción del incentivo a la inversión al nivel establecido en la Orden ITC 2794/2007, en tanto no se desarrolle la propuesta de metodología de pagos por capacidad en la que la CNE está trabajando en la actualidad).

Adicionalmente a estas medidas propuestas, esta Comisión considera esencial que se cumpla la senda de financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a PGE establecida en el RDL 6/2009 y se elimine permanentemente la financiación de dicho coste por el sistema eléctrico, todo ello teniendo en cuenta el escenario de liberalización del coste de generación eléctrico y que toda política distributiva de rentas debería efectuarse externamente al sistema eléctrico. Asimismo, se solicita la ejecución en 2012 de la Sentencia del Tribunal Supremo de 8 de abril de 2010 correspondiente al ejercicio 2009, relativa a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética (E4) y que a partir de 2013 el Plan de Acción sea financiado permanentemente de forma externa al sistema eléctrico y gasista. Todo ello con el objetivo de evitar déficit del sistema

eléctrico y para eliminar partidas de costes que no deben recaer sobre el consumidor de electricidad.

Respecto a la financiación del coste de las primas de régimen especial, se considera necesario que una parte de la financiación de las mismas se realice externamente a los peajes de acceso. En particular, y tal y como establece la Directiva 2009/29/CE, se considera que parte de los ingresos de las subastas de CO2 podría permitir financiar parcialmente los costes de las primas de régimen especial, todo ello teniendo en cuenta la relevante contribución directa de las energías renovables en el cumplimiento de la reducción de emisiones de CO2.

Como resultado de la aplicación urgente del conjunto de medidas propuestas a corto plazo se obtendría una disminución significativa del déficit del sistema actual y futuro. Sin embargo, dichas medidas son insuficientes para eliminar el déficit. En consecuencia, los peajes de acceso deberían converger a un nivel progresivo de suficiencia a medio plazo donde cubran los costes de acceso que realmente deben recaer sobre el consumidor eléctrico, previa eliminación de todas las ineficiencias en la regulación de las actividades y costes regulados y de todas aquellas partidas de coste que deberían excluirse de los peajes de acceso según las medidas propuestas por esta Comisión.

Una partida relevante de los costes que, transitoriamente, en tanto los peajes no sean suficientes, recaen sobre los consumidores, son los desajustes temporales de ingresos. Si bien hasta ahora dicha partida no ha sido incorporada como un mayor coste de acceso a trasladar en los peajes, sino como nuevos déficit reconocidos, titulizables a través de FADE, la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico es incompatible con un reconocimiento paulatino de déficit titulizable.

La financiación del desajuste temporal en los términos establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2010 (esto es, su incorporación en la revisión de los peajes de acceso, como mayor coste de acceso en el ejercicio siguiente) induce variaciones artificiales en los peajes de acceso, dando lugar a mayores aumentos de peajes en los ejercicios en que se incorporan y reducciones en el ejercicio posterior a su incorporación. A efectos de lograr una senda de ajuste progresivo y estable en los peajes, se hace necesaria la introducción de medidas adicionales que permitan la financiación del desajuste temporal externamente a los peajes de acceso.

Una posible medida para mitigar el impacto del desajuste temporal del sistema eléctrico consistiría en laminar la senda temporal de las primas que recibirán las centrales solares termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación, pero sin acta definitiva de puesta en servicio, debido a que es la tecnología con mayor grado de penetración en el medio plazo y con mayor impacto en los peajes. Dicha medida implicaría suavizar la evolución temporal de la senda de retribución que percibirían estas instalaciones de forma que en el contexto actual de déficit de tarifa, el incremento de costes que supone para el sistema la entrada en funcionamiento de estas centrales en los próximos años sea menor, obteniendo los propietarios de estas instalaciones unos mayores ingresos en el futuro. El criterio de determinación de la senda retributiva alternativa, sería la equivalencia entre sendas retributivas en valor actual (valor descontado de los flujos de caja de los proyectos).

En resumen, según el escenario de previsión 2012-2016 y en ausencia de aplicación de las medidas regulatorias propuestas por la CNE, serían necesarios incrementos significativos en los peajes para conseguir que el déficit anual a financiar (se supone externamente a los peajes de acceso) sea asumible: En particular:

- a. Con un incremento nominal de los peajes de acceso del 2% (mantenimiento de los peajes en términos reales, según la inflación prevista), en cada año hasta 2016, el déficit seguiría incrementándose, superando, en términos acumulados, los 22.000 M€ en 2016. En este contexto, incrementos anuales en los peajes de acceso del 3% y del 4% en términos nominales, no contribuirían a mitigar de manera significativa el crecimiento del déficit.
- b. Si se contemplara una senda de incrementos de peajes para alcanzar un déficit nulo en 2015, sería necesario un aumento anual de los peajes, en términos nominales, del 10% entre 2012 y 2015. Sin embargo, esta senda sería difícilmente sostenible para los consumidores y, además, dejaría un déficit acumulado pendiente de financiación, debido a que no se incluye en las subidas de peajes, en torno a 7.142 M€.
- c. La imposición de incrementos anuales de peajes para garantizar que, en cada año, a partir de 2012, el déficit sea nulo, implicaría un aumento de los peajes en términos nominales, del 35,5% en 2012 (suponiendo el límite legal permitido de déficit de 1.500 M€), del 0,6% en 2013 y del 6,4% en 2014, lo que sería insostenible para los consumidores.

Por el contrario, si se introdujeran las medidas regulatorias de corto plazo indicadas anteriormente, incluyendo la modificación de la senda temporal de las primas a recibir por las centrales solares termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación pero sin acta definitiva de puesta en servicio, los ajustes necesarios en los peajes para lograr la convergencia con los costes de acceso en el medio plazo, serían inferiores y los déficit registrados anualmente (pendientes de financiación externa a los peajes) se reducirían. En este sentido:

- a. Un incremento anual de los peajes en términos nominales del 2% hasta 2015 permitiría alcanzar la suficiencia de los peajes en 2016. El déficit acumulado en los cuatro primeros años (2012-2015) pendiente de financiación ascendería a 3.143 M€. Por su parte, si el aumento anual de los peajes en términos nominales ascendiera al 3% o al 4%, la suficiencia de los peajes se podría alcanzar en 2015 o 2014, si bien el déficit acumulado ascendería a 2.130 M€ en 2014 y 1.330 M€ en 2013, respectivamente. Se observa que, con el incremento anual en términos nominales del 4% hasta 2014, los peajes en 2015 y 2016 deberían reducirse por encima del 2%, debido a que los incrementos acumulados en los peajes han sido superiores a los necesarios para alcanzar el nivel de convergencia con los costes de acceso.
- b. La determinación de una senda de peajes para alcanzar un déficit nulo en 2015 conllevaría un incremento anual de los peajes en términos nominales del 2,4% entre 2012 y 2015. El déficit acumulado hasta 2014, pendiente de financiación, ascendería a 2.632 M€.

- c. La imposición de incrementos anuales de peajes para garantizar que, en cada año, a partir de 2012, el déficit sea nulo, y no acumular déficit, implicaría un aumento de los peajes en términos nominales del 15,1% en 2012 (suponiendo el límite legal permitido de déficit para 2012 de 1.500 M€), una caída del 4,5% en 2013, un aumento del 2,3% en 2014 y 2015. Este escenario sería difícilmente sostenible para los consumidores.

La combinación de medidas regulatorias correctoras, incluyendo la laminación de las primas a las centrales solares termoeléctricas, y un incremento de peajes del 3% anual hasta 2014, permitiría alcanzar la suficiencia de los peajes en 2015, arrastrando un déficit acumulado hasta 2014, pendiente de financiación, de 2.130 M€. En este escenario el problema de déficit estructural quedaría resuelto en 2014, siempre que se buscara financiación para el desajuste de los ejercicios 2012 (1.194 M€), 2013 (509 M€) y 2014 (427 M€), externamente a los peajes de acceso.

Cabe indicar que los análisis realizados se basan en el supuesto de que la compensación extrapeninsular será financiada con cargo a los PGE según el RDL 6/2009. Si dicha senda fuera interrumpida, tal y como ha sucedido en 2010 y 2011, y los peajes de acceso tuvieran que financiar dicha partida (excepto 256 M€ anuales), el importe de los desajustes temporales a financiar sería muy superior, a pesar de la aplicación de las medidas propuestas.

En el caso de que se incluya el coste de la compensación extrapeninsular con cargo a los peajes de acceso (en lugar de seguir la senda de financiación con cargo a los PGE establecida en el RDL 6/2009), e introduciendo todas las medidas regulatorias del Informe, sería necesario un esfuerzo superior en los peajes de acceso para alcanzar la senda de convergencia de los costes de acceso en 2015 (4,9% anual en términos nominales) y no generar más déficit a partir de entonces. El volumen de déficit acumulado pendiente de financiación externamente a los peajes de acceso ascendería a 5.301 M€.

Teniendo en cuenta que será necesario obtener financiación anual de los desajustes temporales a partir de las respuestas recibidas de distintos agentes en el proceso de consulta pública realizada por esta Comisión y a efectos meramente informativos, debido a que excede del análisis regulatorio, en el Anexo 7 se recoge un conjunto de opciones recaudatorias aplicadas en distintos países de la Unión Europea que en su caso podrían ser aplicadas con carácter transitorio y teniendo en cuenta sus efectos sobre los precios finales de los consumidores.

Medidas regulatorias con impacto en el medio plazo

Adicionalmente a las medidas urgentes descritas anteriormente, con impacto económico sobre el sistema eléctrico a corto plazo, se realizan propuestas con un impacto de ahorro de costes a medio plazo y de difícil cuantificación, pero cuya implantación esta Comisión considera que debe iniciarse cuanto antes con el objeto de introducir eficiencia en la regulación de las actividades reguladas.

La introducción de estas propuestas se considera urgente y necesaria en tanto permite vincular la planificación de infraestructuras a la evolución de la demanda y revisar la retribución de las actividades reguladas. Más concretamente, se propone una revisión de los costes unitarios y las bases retributivas de activos, actualizando el mecanismo de incentivos vigente, de forma homogénea a todas las actividades reguladas

(eliminando la senda creciente de costes derivada de la regulación que indexa de forma automática y creciente determinadas retribuciones a fórmulas (IPC-X)) y eliminando problemas metodológicos en los sistemas de retribución vigente de actividades reguladas.

Deben determinarse claramente los costes que deben incluirse de forma estable en los peajes de acceso y aquellos otros que deben financiarse externamente (compensación extrapeninsular), o conjuntamente a otras fuentes de financiación externas a los peajes de acceso (régimen especial). Adicionalmente, se considera necesario que la CNE tenga atribuida la función, en tanto se debe transponer la Directiva 2009/72/CE, de establecer la metodología de retribución de las actividades reguladas, a partir de la implantación de una contabilidad regulatoria de costes, y la metodología de asignación de los costes para determinar los peajes de acceso y de generación, los pagos por capacidad, así como los precios de los operadores de mercado y del sistema, que deben pagar los agentes de forma suficiente.

Por último, entre otras medidas de medio plazo, cabe mencionar la introducción de un mecanismo de subastas competitivas para determinar la retribución de nuevas instalaciones de generación renovable. El uso de este mecanismo aportaría elementos de competencia, con el fin de disminuir los costes asociados a la promoción de las energías renovables y traspasar al consumidor esas ganancias de eficiencia.

II. MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA DEL SISTEMA GASISTA

En comparación con el sector eléctrico, en el sector del gas natural el problema del déficit es un problema reciente. Hasta la fecha no había existido un problema de déficit relevante; esto es, los peajes y cánones habían sido suficientes para retribuir los costes regulados, compensándose unos años con otros.

La aparición del déficit obedece a dos factores esenciales: de una parte al significativo crecimiento de los costes regulados por la puesta en servicio de un número importante de las infraestructuras previstas en las sucesivas planificaciones; y de otra parte, por no alcanzarse reiteradamente la demanda de gas prevista en dichas planificaciones.

A la vista del desequilibrio económico detectado se ha realizado el análisis de la previsible evolución en los próximos años de las principales magnitudes del sector del gas natural con el objeto de determinar su sostenibilidad económico-financiera y poder simular el impacto en el déficit de las distintas medidas a tomar.

Las conclusiones de dicho análisis muestran que si en los próximos años únicamente se produjeran subidas de peajes y cánones en línea con la inflación, el sistema económico del gas natural sería deficitario en el periodo analizado. Así, el déficit acumulado, que sería creciente a lo largo del periodo, alcanzaría el valor de 2.479 millones de € en 2016, y supondría el 63% de los costes reconocidos en dicho año.

Por tanto, y con el objeto de alcanzar lo antes posible la sostenibilidad económica del sector del gas natural, sin que ello suponga repercutir sobre los consumidores la totalidad de los desequilibrios económicos aparecidos, se hace necesaria la adopción de medidas regulatorias de control adicional de los costes e ingresos del sistema.

Medidas regulatorias con impacto en el corto plazo.

De análoga forma al sector eléctrico, y con el objetivo de atajar cuanto antes la senda de déficit tarifario, esta Comisión propone en el informe un conjunto de medidas a corto plazo tanto sobre los costes de las actividades reguladas como sobre el aplazamiento de inversiones previstas en la planificación actual, con la finalidad, de moderar cuanto antes la senda creciente de los costes de acceso y promover una regulación eficiente en las actividades reguladas.

En síntesis, el primer grupo de medidas de corto plazo propuesto van destinadas al control de los costes. Entre ellas cabe citar las siguientes:

- Aplazamiento de inversiones de transporte previstas en la planificación.
- Ampliación del periodo de amortización del capital de los nuevos almacenamientos subterráneos.
- Revisión de la tasa interna de rentabilidad de las actividades reguladas.
- Revisión de los parámetros de actualización de la retribución de la distribución

El segundo grupo de medidas de corto plazo propuesto están enfocadas a los ingresos regulados. Entre ellas cabe citar las siguientes:

- Eliminación del peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima
- Revisión del peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a un año
- Revisión del peaje interrumpible.
- Ampliación de las reservas estratégicas de gas en los Almacenamientos Subterráneos (AASS).

La aplicación de las medidas indicadas supondría llevar al sistema gasista a un déficit del orden del 13% de la retribución anual de 2016. Y ello, sin incremento de peajes más allá de los derivados de la inflación prevista.

Para paliar y anular el déficit anual anteriormente señalado, se precisaría aplicar un incremento adicional de los peajes. Las variaciones porcentuales que deberían experimentar los peajes en el periodo 2012-2016 para atenuar y anular el déficit serían las siguientes:

1. Sin aplicar ninguna medida de las señaladas previamente, para alcanzar un déficit cero en 2015 sería preciso incrementar un 9,4% los peajes anualmente desde 2012 a 2015.
2. Sin aplicar ninguna medida, para alcanzar un déficit cero en 2016 sería preciso subir un 7,5% los peajes desde 2012 a 2016.
3. La aplicación de las medidas consideradas, con solo un incremento de peajes conforme a la inflación estimada, supondría un déficit de 515 M€ en 2016.
4. La aplicación de las citadas medidas con un incremento de peajes del 5,2%, anualmente desde 2013 a 2015, produciría un déficit nulo en 2015.
5. La aplicación de las citadas medidas con un incremento de peajes del 3,1%, anualmente desde 2013 a 2016, produciría un déficit nulo en 2016.

En consecuencia, el conjunto de medidas analizado en los epígrafes previos junto con un incremento de los peajes asociado, permitirían cumplir un objetivo de déficit nulo en el periodo considerado.

Medidas regulatorias con impacto en el medio plazo.

Adicionalmente a las medidas urgentes descritas anteriormente, con impacto económico sobre el sistema gasista a corto plazo, en el informe también se realizan propuestas con un impacto de ahorro de costes a medio plazo, algunas de difícil cuantificación, pero cuya implantación esta Comisión considera que debe iniciarse cuanto antes con el objeto de introducir eficiencia en la regulación de las actividades reguladas.

Las medidas recomendadas se pueden agrupar en aquellas dirigidas al desarrollo de metodologías de tarifas y retributivas que, conforme a las directivas europeas, deben ser realizadas por el regulador, entre las que cabe citar desde la revisión de las tasas de retribución conforme al coste de capital de la actividad regulada, el desarrollo de una metodología tarifaria, el establecimiento de la contabilidad regulatoria de costes o la revisión de la retribución de la actividad de retribución. Asimismo, se citan medidas dirigidas a la mejora del proceso de planificación de infraestructuras y sus autorizaciones, o aquellas que inciden sobre los costes de las actividades reguladas que, en suma, han de garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista.

III. MEDIDAS RELACIONADAS CON MEJORAS EN EL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO

En términos generales, el modelo de mercado español y la regulación han fomentado la garantía de suministro y su calidad dando señales a la inversión, ha favorecido la integración de potencia renovable no gestionable en un sistema cuasi aislado, y ha incentivado la disminución de emisiones de CO₂. Como resultado, los precios del mercado han sido comparables a los de otros países de la Unión Europea (UE). Además, desde julio de 2007 el mercado de energía eléctrica español se encuentra integrado con el portugués, formando el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), mercado mayorista único de electricidad para la Península Ibérica, y está previsto que a corto-medio plazo se produzca el acoplamiento con el mercado europeo. En términos de competencia, la concentración horizontal ha evolucionado favorablemente.

Sin embargo, también existen problemas derivados de la crisis económica y la consiguiente reducción de la demanda, así como por la programación de centrales de carbón autóctono fuera del mercado, que han llevado a un bajo funcionamiento de las centrales de ciclo combinado.

Se han registrado una serie de cambios importantes de comportamiento en los últimos años, debido a la penetración de las energías renovables, a la incorporación en el mercado de energía producida con carbón nacional a precio regulado, a la mayor utilización de las sesiones del mercado intradiario y los servicios de ajuste, a la provisionalidad de la regulación de los pagos por capacidad, al desarrollo de nuevos

mecanismos de contratación a plazo y a la importancia relativa de este tipo de contratación, a la integración entre los sistemas español y portugués, así como a los avances en la consecución de un mercado europeo más integrado.

Todo ello ha supuesto cambios regulatorios parciales que precisan una revisión global y armonizada del diseño del mercado, con el objetivo de obtener de él la máxima eficiencia posible

Cabe señalar que la búsqueda de soluciones para reformar el modelo de mercado mayorista eléctrico, especialmente con el fin de compatibilizar los objetivos de competencia, seguridad del suministro e integración de las energías renovables, se encuentra abierta en la mayoría de países europeos, como revelan, por ejemplo, la reciente consulta pública del CEER⁴ y el debate actual existente en el Reino Unido, resumido en Newbery (2012)⁵ entre otros.

A diferencia de algunos países europeos, como Reino Unido y Francia, que se enfrentan al riesgo de capacidad de generación insuficiente en un futuro próximo⁶, España no se encuentra en esta situación y la capacidad instalada actualmente permite garantizar la adecuada cobertura de la demanda en los próximos años. No obstante, los principales aspectos del debate europeos son también relevantes para España, en particular en lo que respecta al desarrollo de las interconexiones y la gestión de congestiones en las mismas, como elemento para favorecer la integración de las energías renovables y la exportación de la energía excedentaria a otros países, y al establecimiento de mecanismos de mercado capaces de aportar una señal de precio estable y eficiente a las nuevas inversiones de generación.

Entre las medidas propuestas se encuentra, en primer lugar, un conjunto de medidas relacionadas con la operación del mercado diario e intradiario, entre las que se señala el desarrollo y consolidación de un mecanismo de pagos por capacidad (utilizando preferentemente mecanismos competitivos) adaptado a las nuevas condiciones de mercado que se prevén para el largo plazo, y medidas relacionadas con las reglas del mercado diario e intradiario, para incrementar la eficiencia y permitir la convergencia con el resto de mercados de la UE. En particular, se propone retrasar la hora de cierre del mercado diario hasta las 12:00 y el mantenimiento del mercado intradiario del Mibel con el formato actual de subasta al que se le añadiría un mercado continuo para

⁴ Véase “CEER Call for Evidence on Generation Adequacy Treatment in Electricity” de Noviembre de 2011

⁵ En el artículo del profesor Newbery, “*Reforming competitive electricity markets to meet environmental targets*”, Economics of Energy and Environmental Policy, vol.1, enero 2012, se resume el debate existente en torno a la posible reforma del sector energético en el Reino Unido. Dicho debate se inició en parte con el informe de OFGEM, “*Project Discovery: Options for delivering secure and sustainable energy supplies*” de febrero de 2010, y que posteriormente supuso la publicación de un documento y un proceso de consulta por parte del gobierno británico (“*Electricity Market reform – White paper 2011*”, Department of Energy and Climate Change, DECC).

⁶ Este es el caso de Reino Unido, donde una parte importante de las centrales de generación deberán cerrar durante los próximos diez años y se requieren nuevas inversiones (en el documento de DECC “*Planning our electric future: technical update*”, de diciembre 2011, se prevé la entrada en vigor de nueva normativa durante 2012). Asimismo, en Francia, el operador del sistema, RTE, ha alertado de que la demanda nacional puede superar la capacidad instalada a partir de 2016, como consecuencia del mayor consumo y de la retirada de centrales existentes de fuel y carbón (véase RTE “*System Adequacy Report*” de julio 2011).

las transacciones en la frontera francesa. Asimismo, por su importancia, también se incluyen medidas relacionadas con el mecanismo de restricciones por garantía de suministro relacionado con el carbón nacional.

En segundo lugar, se incluyen un conjunto de medidas para mejorar la operación del sistema eléctrico, con el fin de permitir una mejor integración de las energías renovables y mejorar la eficiencia en la operación.

El tercer conjunto de medidas va encaminado a promover una mayor competencia en el mercado mayorista y a mejorar la capacidad de supervisión y actuación del regulador sectorial. Entre las medidas destaca la mejora en la capacidad de supervisión global de todos los segmentos del mercado mayoristas con especial énfasis en el segmento de contratación a plazo, debido tanto al incremento registrado en este segmento, como a que gran parte de la negociación se produce en mercados no organizados. Asimismo, se pretende lograr una mayor capacidad de supervisión y transparencia en los contratos bilaterales intragrupo. Otra de las medidas necesarias para facilitar la tarea de supervisión del mercado de electricidad, es conseguir tener una mayor información sobre los precios de gas a los que tienen acceso las centrales de ciclo combinado, por su importante influencia sobre el precio del mercado.

IV. MEDIDAS RELACIONADAS CON MEJORAS EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL

El mercado de aprovisionamiento de gas tiene una dimensión en principio supranacional, aunque condicionada por las características propias del sistema español. Una gran parte de los contratos de aprovisionamiento de las compañías comercializadoras con los productores de gas se realizan a través de contratos a largo plazo, en los que el precio del gas está habitualmente referenciado a la cotización del petróleo. Desde el comienzo de la liberalización, en este mercado el incumbente ha ido perdiendo cuota (aunque se mantiene en el entorno del 40%) y se ha registrado la entrada de nuevos aprovisionadores, esencialmente los principales grupos empresariales activos en el sector eléctrico y las grandes empresas petroleras.

El desarrollo del mercado del gas natural ha sido propiciado por unas condiciones de disponibilidad y acceso a las infraestructuras comparativamente favorables con respecto a otros países europeos: entre 2011 y 2014 la capacidad disponible para contratar en las plantas de regasificación se sitúa en el entorno del 38-60% de la capacidad total y en los gasoductos es del 28-40% para el mismo periodo. Además, los peajes de transporte y distribución incluyen el derecho a la utilización de un almacenamiento operativo correspondiente a medio día de la capacidad de transporte y distribución contratada (este tipo de flexibilidad no se ofrece generalmente en otros sistemas gasistas europeos). Adicionalmente, se espera un incremento de la capacidad de interconexión con Francia, hasta un total de 7,5 bcm/año en 2015.

Una situación de exceso de oferta está empezando a caracterizar también la disponibilidad de almacenamiento subterráneo, que, considerada escasa hasta 2008, no ha representado un problema en tiempos más recientes, dada la situación de depresión de demanda.

El mercado secundario de gas, de dimensión como máximo nacional, basado en la plataforma electrónica de ENAGAS, sigue aumentando en volumen y número de intercambios. La cantidad total intercambiada pasó de 443.909 GWh en 2007, un 8% superior a la demanda del año, a 1.004.682 GWh, un 150% mayor que la demanda en 2010. El número de transacciones continúa también su línea ascendente, pasando de 5.430 en 2007, a 39.172 en 2010. A pesar de esta importante evolución, y del número elevado de participantes con cuotas relativamente simétricas, este mercado no se ha desarrollado todavía hacia un formato organizado con precios transparentes.

Una gran parte de estas transacciones se producen por razones operativas de optimización y gestión de existencias y de balance de gas en el sistema, ya que en general, las compañías comercializadoras que operan en España cubren la mayoría de sus ventas finales de gas a través de sus contratos de aprovisionamiento internacionales.

En definitiva, el mercado mayorista de gas en España no se ha desarrollado todavía hacia un formato organizado, con un mercado spot con precios transparentes, como ya ha ocurrido en los principales países europeos (Reino Unido, Holanda, Bélgica, Francia y Alemania).

Como principal medida en el sector gasista, se propone la creación de un mercado organizado de gas natural (hub). El nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural, la regulación sectorial y el grado de madurez y competencia del mercado español de gas, hacen posible y recomendable desarrollar un hub de gas que dote de flexibilidad y liquidez a la gestión del gas natural, estimule la competencia y permita la aparición de un precio transparente del gas natural en España. Como objetivo a alcanzar a medio plazo, los reguladores europeos han establecido un modelo de mercado europeo del gas (target model) basado en zonas de balance, al menos de ámbito nacional, con mercados organizados (hubs), interconectados a través de sistemas de peaje de entrada y salida de contratación independiente.

Además, en este documento se identifican las medidas reglamentarias necesarias para fomentar el desarrollo y la liquidez del mercado de gas natural, que tienen por objeto principalmente facilitar la contratación del acceso, la gestión del balance de gas y la adaptación de las normas de gestión técnica del sistema a los nuevos desarrollos reglamentarios europeos.

Es necesario acelerar la implantación de estas medidas no solo para mejorar el funcionamiento del mercado de gas natural español, sino también para permitir su integración en Europa.

V. MEDIDAS RELACIONADAS CON MEJORAS EN LOS MERCADOS MINORISTAS DE GAS Y ELECTRICIDAD

Los mercados minoristas de electricidad y gas natural han registrado, en los últimos años, una evolución determinada en gran medida por la progresiva desaparición de las tarifas integrales y la introducción del suministro de último recurso. En ambos sectores, el mayor número de comercializadores activos se está observando en el segmento de los consumidores de gran tamaño, con elevada elasticidad al precio y sin posibilidad de acogerse a una tarifa regulada. Por otra parte, se registra una menor presión competitiva en el segmento de consumidores domésticos, con demanda menos elástica y mayores costes de *switching*, donde la entrada de nuevos competidores ha sido reducida y la referencia de precio prácticamente coincide con la tarifa de último recurso.

La propiedad de redes de distribución ha sido, hasta la actualidad, un factor clave del desarrollo de la comercialización, en particular a consumidores domésticos, aportando a la misma una infraestructura capilar y una masa crítica de clientes en amplias zonas del territorio. Más del 90% de los consumidores de gas y electricidad son suministrados por comercializadores que pertenecen a grupos empresariales con actividades de distribución de gas y/o de electricidad, entre los cuales se circunscribe la principal dinámica competitiva en el segmento doméstico. Asimismo, la integración entre actividades de aprovisionamiento de gas/generación eléctrica y comercialización ha representado una ventaja importante para los incumbentes con respecto a nuevos entrantes, que podría verse mitigada, en el futuro, por un incremento de la liquidez y profundidad del mercado (mayorista) a plazo de electricidad, especialmente en el segmento de contratos con vencimiento anual o superior, y por el desarrollo de un mercado organizado (de contado y a plazo) en gas.

A nivel europeo se registra, en general, un avance insuficiente en el desarrollo de los mercados minoristas de consumidores de menor tamaño, lo que se ha puesto de manifiesto en sucesivos informes de la Comisión Europea sobre los progresos del mercado interior⁷.

Por su naturaleza, el gas y la electricidad son productos homogéneos y no ofrecen el mismo potencial de diferenciación e innovación que presentan productos como la telefonía móvil, al menos en el contexto actual, en ausencia de una participación activa de la demanda a través de contadores y redes inteligentes. Por tanto, mientras no se desarrollen productos energéticos más diferenciados, no cabe esperar variaciones significativas entre precios ofertados (para servicios básicos de gas y electricidad) y/o tasas de cambio de suministrador muy elevadas (puesto que los beneficios no son suficientemente elevados para compensar el coste del cambio).

⁷ Véase, por ejemplo, *Commission Staff Working Document "2009-2010 Report on progress in creating the internal gas and electricity market"*. Junio 2011.

El Tercer Paquete incorpora medidas que pretenden garantizar la protección de los derechos de los consumidores en su relación (contractual y pre-contractual) con las empresas energéticas y reforzar las funciones de supervisión de los reguladores en el ámbito minorista. Por su parte, algunos de los trabajos recientes del CEER⁸ profundizan en las condiciones para fomentar la participación activa de los consumidores, tanto a través de medidas regulatorias, como, en su caso, mediante la potencialidad de aplicaciones que pueden resultar de la implementación de sistemas de contadores inteligentes.

Los precios finales regulados no constituyen necesariamente un mecanismo de protección de los consumidores, dado que pueden dificultar la competencia si obstaculizan la entrada de nuevos competidores y/o impiden la introducción de nuevas ofertas, limitando así la capacidad de elección de los consumidores. Cabe indicar que en Europa se distinguen dos grupos de países. Por una parte, aquellos con precios finales regulados (entre ellos Francia, Portugal, Italia, España), donde destaca que en España el precio final es la suma del coste de la energía a plazo establecido a partir de un mecanismo competitivo supervisado por la CNE, un margen comercial regulado y el peaje de acceso. Por otra parte, aquellos otros países (entre ellos Bélgica, Holanda, Austria, Suecia) donde no existe regulación de los precios pero el regulador supervisa los contratos de forma ex ante.

Esta Comisión considera que, como objetivo principal, debe contemplarse la desaparición de los precios finales regulados en los mercados minoristas de gas y electricidad, manteniendo tan sólo, en su caso, un sistema de protección para los consumidores vulnerables⁹. La eliminación de la TUR para el resto de consumidores, y, por tanto, su paso al mercado libre, debería aprovecharse para garantizar que el primer cambio de suministrador se produjera en las condiciones más competitivas posibles, teniendo en cuenta que los consumidores pueden ser más reacios a la realización de cambios de suministrador sucesivos (sobre todo si perciben que no aportan beneficios adicionales que superen los costes de cambiar una vez más).

Sin embargo, en estos momentos no se dan las condiciones de competencia que se consideran suficientes para reducir el umbral de la tarifa de último recurso, y esto es coincidente en el tiempo con una reestructuración de las tarifas de acceso, para que éstas alcancen la suficiencia, y con una demanda doméstica que no es sensible a la señal de precio horario (bien porque no tiene los instrumentos necesarios para ello – contadores inteligentes y tarifas de acceso por periodos- o bien, por su tradicional desconocimiento de un producto que es percibido como un servicio básico de precio relativamente reducido). Asimismo, la eliminación de los precios regulados debe estar condicionada a que se verifique durante un periodo de tiempo el cumplimiento de condiciones de competencia, para lo que se precisará de disponibilidad de instrumentos para su supervisión efectiva. En este sentido, tanto antes de la eliminación de los precios regulados, como con posterioridad a ello, se considera que la CNE debe reforzar su capacidad efectiva de supervisión del mercado minorista y en

⁸ Véase, *CEER Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters*, Diciembre 2011 y *EREGG GGP on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas*, Febrero 2011.

⁹ Como se explica más adelante, se recomienda que la definición de consumidor vulnerable esté relacionada con situaciones de pobreza energética.

particular de supervisión de los contratos ex ante, que permitiera controlar la posible existencia de ofertas excesivas.

En conclusión, la transición a un modelo de mercado minorista sin precios regulados no depende de unas condiciones aisladas, sino de la implementación de un amplio conjunto de medidas coherentes de supervisión efectiva, funcionamiento eficiente de mecanismos de contratación y switching, así como de la participación activa de los consumidores. Entre las condiciones necesarias para que, cuanto antes, pueda realizarse esta transición, cabe reseñar las siguientes:

- Determinar el marco regulatorio que garantice la sostenibilidad económico-financiera del sistema, acorde con la aplicación de las medidas regulatorias propuestas en la PARTE I (para sector eléctrico) y en la PARTE II (para el sector gasista) del informe, y definir la fórmula de financiación de los déficits transitorios hasta obtener la convergencia de los peajes de acceso. Paralelamente, en tanto se establezcan los costes que deben incorporarse en los peajes de acceso, éstos deberían determinarse a partir de una metodología asignativa de costes, que sea objetiva y estable en el tiempo y permita avanzar hacia un escenario de suficiencia de los peajes.
- Aprobar los proyectos de Reales Decretos que modifican el Real Decreto 1955/2000 y el Real Decreto 1434/2002, ya informados por la CNE, en particular en cuanto a: regulación de los procedimientos de *switching* y capacidad de la CNE de dictar instrucciones a OCSUM, revisión y aclaración de las obligaciones de los comercializadores y derechos de los consumidores en relación con el suministro y sistema de gestión de las reclamaciones.
- Adoptar medidas para aumentar el grado de capacitación de los consumidores, tales como la mejora y difusión máxima del comparador de precios y la promoción de procesos de *switching* colectivos por parte de los consumidores domésticos, teniendo en cuenta que el primer cambio de suministrador tiende a ser el más importante para el cliente.
- Reforzar las potestades de la CNE en el ámbito de la supervisión de los precios finales minoristas de gas y electricidad, dotando al regulador de capacidad de dictar instrucciones y de control sobre las ofertas que se consideren excesivas.

En este sentido se propone que la CNE realice periódicamente un informe de seguimiento con el fin de evaluar la evolución de las condiciones existentes en los mercados minoristas de gas natural y electricidad y cuyo cumplimiento se considera necesario para poder alcanzar el modelo objetivo de mercados minoristas sin precios regulados.