



VOTO PARTICULAR QUE EMITE EL PRESIDENTE DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, D. ALBERTO LAFUENTE FÉLEZ, JUSTIFICANDO SU ABSTENCIÓN EN LA VOTACIÓN DEL INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL, APROBADO POR EL CONSEJO DE LA CNE (SESIÓN DE 7 DE MARZO DE 2012)

Este voto particular responde al propósito de mostrar las limitaciones que, a juicio de quien lo suscribe, presenta el Informe sobre el Sector Energético Español (en adelante, Informe). Con carácter general, el voto particular no supone el cuestionamiento de todas las medidas de reforma regulatoria contempladas en el Informe. Es más, cabe registrar su acuerdo respecto de muchas de ellas, en particular, las que se refieren a algunas revisiones de los costes regulados. Sin embargo, el Informe propone un conjunto de soluciones que, por sí mismas, no bastarán para resolver el problema del déficit tarifario eléctrico, remitiendo una parte significativa de su solución a la financiación de determinados costes por parte de los Presupuestos Generales del Estado. No parece que en estos momentos ello se ajuste a las actuales dificultades presupuestarias. Por otra parte, el Informe debería haber hecho más hincapié en los problemas de competitividad asociados a los precios finales de la energía. Finalmente, el Informe no propone un reparto equitativo de las cargas asociadas al déficit tarifario, lo que dificultará la adopción de las medidas propuestas. **Así, si los Presupuestos Generales del Estado no pudieran atender el déficit tarifario no cubierto por las medidas propuestas en el Informe, el incremento de peajes necesario para alcanzar el equilibrio entre ingresos y costes en el año 2012 sería aproximadamente del 30,7%, lo que no parece aceptable.**

Como es sabido, la apertura de los sectores energéticos a las reglas de la competencia se inició, en España, en los años 80 en el sector del petróleo. Posteriormente, las primeras Directivas de liberalización de la electricidad y del gas vieron la luz a mediados de los años 90. Las técnicas de liberalización en los tres sectores han sido relativamente similares: apertura a la competencia de los mercados mayoristas y minoristas y acceso de terceros regulado o negociado a los activos que constituyen monopolios naturales o activos esenciales. La complejidad técnica de estos sectores y el carácter esencial de los servicios proporcionados por los mismos han dado lugar, sin embargo, a una cierta yuxtaposición de los modelos de regulación previos a la liberalización con las nuevas reglas de competencia, de suerte que el modelo vigente



suma los problemas derivados de la intervención pública de los mercados a unos niveles insuficientes de competencia efectiva. A lo anterior hay que añadir el impacto de las restricciones medioambientales y las garantías de suministro. Desde el inicio de la liberalización, las primeras han adquirido un peso determinante en la configuración de la regulación energética. Todo ello ha dado lugar a una regulación extremadamente compleja y no siempre consistente con los objetivos previstos al inicio de los procesos de liberalización.

Conviene recordar que el propósito principal de los procesos de liberalización era la consecución de mayores niveles de eficiencia, a través de los incentivos de mercado. La competencia asegura que al menos una parte de las ganancias de eficiencia se trasladen, a través de los precios finales, a los consumidores.

La elaboración del Informe constituía una magnífica oportunidad para proceder a una revisión profunda tanto de los mecanismos regulatorios, como de los obstáculos que limitan la competencia efectiva en los mercados mayoristas y, especialmente, minoristas. Además, es indudable que debería existir una cierta convergencia regulatoria de los tres sectores energéticos básicos, es decir, la electricidad, el gas y el petróleo. Con independencia de sus peculiaridades, se trata de mercados donde hay agentes y consumidores comunes, y una sustitución imperfecta a largo plazo de los productos y servicios. **La omisión en el Informe de análisis relativos al sector de los hidrocarburos líquidos, que representa el 47% del mix de energías primarias (incluida la energía renovable) de nuestro país, carece de justificación.**

Este voto, que se apoya en un compendio de los trabajos técnicos realizados para la elaboración del Informe, pretende hacer unos apuntes sobre la eficiencia, seguridad de suministro e impacto medioambiental del sector energético español, al tiempo que recoge algunas consideraciones respecto de las reformas propuestas.

Competitividad

El coste final del input energético de un país condiciona notablemente la competitividad externa de su economía, a la vez que constituye una porción no despreciable de los presupuestos familiares. Las evidencias empíricas disponibles muestran, a través de los cuadros iniciales adjuntos en el Anexo a esta nota, que, en el caso de la electricidad, los precios finales antes de impuestos que debe pagar el consumidor doméstico se sitúan, según Eurostat, en niveles sólo inferiores a los de



Malta y Chipre. Si añadimos a los precios finales publicados por Eurostat el desajuste temporal originado por el déficit tarifario anual, que no es sino un sobreprecio diferido en el tiempo (a través de las anualidades que se incluyen en los peajes de acceso), resultante de la no traslación a peajes eléctricos de los costes reconocidos, entonces los precios españoles sin impuestos se situarían en el lugar más desventajoso para el consumidor doméstico de los sistemas eléctricos de la Unión Europea. En el ámbito empresarial, las posiciones y el ranking de competitividad eléctrica ocupan niveles intermedios, más ventajosos, para los grandes consumidores industriales de electricidad que para los consumidores industriales. Lo más preocupante, sin embargo, es que **la evolución registrada en los últimos años refleja un deterioro permanente de los indicadores de competitividad, medidos en términos de precios antes de impuestos de la electricidad**. Las proyecciones a largo plazo del déficit tarifario invitan a concluir que la electricidad va a ser un lastre considerable de la competitividad de la empresa española, siempre que los ajustes necesarios para eliminar el déficit se trasladen a precios.

En particular, según las medidas propuestas en el Informe, a la gran industria se le exigiría un esfuerzo significativo en términos de incremento de los peajes. La reducción propuesta del descuento por interrumpibilidad se traduciría en un incremento inmediato en sus precios finales en torno al 8,9% anual.

En el caso del petróleo, las evidencias existentes apuntan a que los precios finales antes de impuestos en España se sitúan sistemáticamente por encima de la media europea. Es más, si se proyectara a la actualidad la aplicación del régimen de precios máximos sobre gasolinas y gasóleos vigente hasta 1997, comprobaríamos cómo los precios actuales están por encima de aquellos precios máximos. Recuérdese que la decisión de liberalización completa de los precios se adoptó en aquella fecha bajo la creencia de que podría haber suficiente competencia efectiva en los mercados finales de productos petrolíferos. Conviene señalar, sin embargo, que en algunos segmentos del mercado de producto final (básicamente fuelóleos y gasóleo C), los precios antes de impuestos se sitúan, respectivamente, en niveles medios y bajos, en relación a la Unión Europea, como apunta el cuadro 5 del Anexo, lo cual invitaba a hacer un análisis sobre la estructura y el nivel de competencia en estos mercados.

El caso del gas natural es algo distinto. Dada la naturaleza de los mercados mayoristas en España, no es fácil analizar la formación de precios en los mercados minoristas, y por tanto la realización de comparaciones internacionales robustas sobre precios. en. Esta es una de las razones por las que urge, entre otras reformas, la creación de



mercados estructurados del gas natural. De esta manera, los precios serían más transparentes y su análisis posible.

Seguridad de suministro

La existencia de excesos de capacidad en el sector energético suele plantear problemas de competitividad y de suficiencia financiera. Este es el caso, ciertamente, de las infraestructuras de los sistemas eléctricos y gasistas, pero también lo es de la generación de electricidad, sujeta a un régimen liberalizado. A este respecto, cabe resaltar que el índice de cobertura, que mide el exceso de capacidad de la generación de electricidad se sitúa en niveles muy superiores a los requeridos por la prudencia regulatoria, según muestra el cuadro 6. Este epígrafe ofrece un conjunto de evidencias selectivas de la situación actual.

Uno de los tres vectores que permiten valorar los sistemas energéticos nacionales es, efectivamente, la seguridad de suministro. España mantiene un nivel de dependencia energética muy elevado y, en consecuencia, esta valoración es determinante en nuestro país. Como cualquier otro bien público, la seguridad de suministro debe ser enjuiciada desde la perspectiva de los niveles razonables que debe alcanzar y también desde el punto de vista de los costes incurridos.

Con carácter general, la seguridad de suministro para el cliente final se apoya en la existencia de unas infraestructuras de transporte y distribución de electricidad, gas y petróleo suficientes. Al mismo tiempo, hay que considerar que por tratarse de monopolios naturales, la regulación económica de estas actividades generalmente se hace a través de fórmulas de reconocimiento de costes, lo que tiene implicaciones económicas notables pues tales costes se trasladan a los precios finales. Dada la naturaleza esencial de los servicios energéticos, es habitual que la inversión en infraestructuras de transporte, distribución y almacenamiento sea objeto de una planificación vinculante para los operadores.

En los últimos años, el ritmo inversor en este tipo de activos ha sido considerable, poco ajustado a la evolución reciente y prevista de la demanda. Todo ello ha dado lugar a excesos de capacidad muy notables. Los cuadros 6, 7, 8, 9, 10 y 11 del Anexo evidencian de manera clara el alcance de tales excesos de capacidad, que no se absorberán en el medio plazo si se cumplen las previsiones más razonables de



evolución de la demanda. Naturalmente, el coste de esos excesos de capacidad se traslada, vía regulación, a los precios finales.

Mención especial merece el modelo regulatorio de reconocimiento de costes en electricidad y gas natural. Es sabido, y ampliamente estudiado en la literatura académica y profesional, que este modelo propicia sobreinversiones por parte de los operadores de redes. La razón es que, en gran medida, el beneficio viene determinado por el volumen de inversión, cualquiera que vaya a ser el grado de utilización de las infraestructuras. Además, debe apreciarse que la retribución de las infraestructuras de transporte y distribución, eléctricas y gasistas, en nuestro país ha sido excesivamente generosa, al retribuir el activo bruto y no el neto, al fijar primas de riesgo nada acordes con el riesgo específico de estas actividades, y a la aplicación de procedimientos de actualización no acordes, probablemente, con las ganancias de eficiencia. **El Informe no considera de manera suficiente la corrección de las sobrerremuneraciones de este tipo de inversiones.**

Por todo lo anterior, el Informe acierta cuando plantea la conveniencia de revisar las inversiones previstas en transporte y distribución y la retribución de las actividades, aunque probablemente se debería haber ido más allá planteando una revisión a fondo del modelo regulatorio, de los procesos de planificación y, en general, de las metodologías para la fijación de la retribución de actividades reguladas y su asignación para determinar los peajes.

Impacto medioambiental

La restricción medioambiental ha adquirido un peso creciente en las decisiones de política y regulación energética. Nuestro país ha hecho un esfuerzo considerable para dotarse de un stock de generación eléctrica a través de energías renovables, a la vez que se han dado pasos importantes en, por ejemplo, el uso de biocarburantes. Naturalmente, ello no ha sido gratuito. Como muestra el cuadro 12, **España es uno de los países de la Unión Europea con una mayor penetración de las energías renovables en la cobertura de la demanda eléctrica. Además, es el país que ha prestado mayor apoyo financiero a dichas energías**, tanto en términos unitarios (euros/MWh) como en términos del monto total desembolsado. La propia ralentización de la demanda final ha dificultado y dificultará la absorción del coste de la producción mediante energías renovables durante bastantes años.

El Gobierno ha aprobado recientemente el Real Decreto-Ley 1/2012, que contempla una moratoria para las nuevas instalaciones de energías renovables. Lo señalado



anteriormente invita a hacer una valoración positiva del Decreto-Ley, puesto que las primas a las renovables tienen un peso muy significativo en los peajes facturados a los consumidores. Sin embargo, ello no librará al consumidor final de hacer frente, vía precios, al crecimiento experimentado por las energías renovables en nuestro país en estos últimos años y en el medio plazo (por las instalaciones incluidas en el registro de preasignación). Ello, sin duda, es una de las razones del actual y futuro déficit tarifario. Conviene añadir, además, que una parte de la inversión realizada se ha concentrado en tecnologías inmaduras que generarán en el futuro sobrecostes notables para los consumidores.

Ciertamente, no cabe demonizar a las energías renovables. Nadie duda de que, más allá de los compromisos internacionales contraídos por nuestro país, las energías renovables constituirán en el futuro una parte imprescindible del mix de energías primarias. Sucede, sin embargo, que su ritmo de implantación en España no debería ser ajeno a la evolución a medio plazo de la demanda, a la recuperación de niveles razonables de competitividad de los precios finales de la energía, y a la absorción del déficit tarifario eléctrico.

Sostenibilidad a largo plazo de la regulación eléctrica y gasista

El Informe contempla una senda de la evolución del déficit tarifario a medio plazo (2012-2016), de suerte que, aparentemente, el déficit tarifario originado en cada ejercicio tendería a desaparecer, a mediados de este decenio. A mi juicio, el análisis debería ser realizado en un contexto de más largo plazo, puesto que éste es el horizonte habitualmente empleado para examinar los efectos de la planificación energética y de la propia regulación. En efecto, si se cumplieran las previsiones contenidas en el Informe, el problema no sería tan grave, **pero se olvida que la financiación diferida del déficit tarifario acumulado hasta la fecha y próximo repercutirá en los peajes eléctricos durante bastantes años**, lo que convendrá tener presente cuando se diseñen nuevas acciones de política energética para un horizonte a largo plazo.

Conviene señalar a este respecto que existe una cierta confusión social entre financiación y gasto asociado al déficit tarifario del sistema eléctrico. Es cierto que las compañías eléctricas financian en la actualidad el 24% del déficit tarifario incurrido hasta la fecha, pero lo es igualmente que la traslación a los precios finales neutraliza el efecto del déficit sobre las cuentas de resultados de las compañías. Es decir, el sector eléctrico financia (esto es, se endeuda temporalmente mientras financia en primera instancia el déficit del sistema hasta que lo cede a FADE), **pero quien paga todos los**



costes, también los gastos financieros de la deuda financiada temporalmente por las empresas eléctricas, es el consumidor final.

El Informe contempla un conjunto de medidas orientadas a reducir y finalmente controlar el déficit tarifario eléctrico. En términos generales, las medidas afectan a los costes sujetos a regulación, lo que incluye las primas asignadas a las energías renovables. A mi juicio, es determinante para una adopción correcta de decisiones de reforma que los esfuerzos de los diferentes agentes y consumidores sean equitativos, lo que no quiere decir necesariamente iguales, dadas las diferencias de las situaciones de partida y los efectos de la regulación que haya sido aplicada en cada caso.

A juicio de quien suscribe este voto, **las reformas contempladas en el texto principal del Informe son notoriamente insuficientes. Su adopción no ofrecería una solución razonable al problema del déficit tarifario a medio plazo.** Por otra parte, la evolución del mismo déficit tarifario es sensible a las hipótesis del escenario básico, especialmente en lo que se refiere al crecimiento de la demanda final. No parece ajustado a la realidad que una parte significativa de los costes del sistema, por ejemplo, la compensación extrapeninsular, vaya a ser financiada mediante la traslación a los presupuestos públicos de costes alojados hoy en los peajes de acceso eléctricos, lo que, sin contrapartida de ingresos, tendría un impacto notable sobre el déficit público. El Informe no ofrece una solución suficiente desde la regulación ni cierra el problema del déficit tarifario, por lo que podría entenderse que, de nuevo, una porción significativa de los esfuerzos necesarios deberá ser asumida por los consumidores finales de energía. **De hecho, el impacto inmediato de las reformas propuestas, eliminados los traslados de componentes de los peajes al componente de energía de los precios finales, apenas alcanza los 1600 millones de euros en 2012, cifra que hay que poner en relación con los cerca de 4800 millones de euros que alcanzará el déficit tarifario en 2012,** por encima del límite legal permitido (1.500 M€) para dicho ejercicio, si no se aplicara ninguna medida regulatoria, no se incrementarían los peajes de acceso y se financiara la compensación extrapeninsular por el sistema eléctrico. Es cierto que la adopción de un esquema de primas crecientes en el tiempo de la energía termosolar puede incrementar de forma significativa el impacto inmediato, como propone el Informe, pero supone trasladar al futuro déficits tarifarios, lo que por cierto invita de nuevo a examinar la solución del problema con un horizonte temporal amplio.

El cuadro 15 del Anexo muestra el impacto en los peajes y en el déficit anual en el caso de aplicar todas las medidas propuestas en el Informe, considerando además el pago



de la compensación extrapeninsular con cargo a los peajes de acceso. **Si fuera preciso alcanzar de manera inmediata el equilibrio del déficit tarifario originado, entonces habría que aumentar los peajes, en el ejercicio 2012, un 30,7%.** Si, por el contrario, se aceptara una nueva senda de déficits tarifarios originados, pongamos hasta el año 2015, entonces serían precisos incrementos de los peajes del orden de un 4,9% anual en términos nominales. Sin embargo, los desajustes temporales entre ingresos y costes hasta esa fecha alcanzarían acumuladamente la cifra de 5.301 millones de euros, que sería preciso absorber con cargo a esfuerzos no contemplados explícitamente en el Informe, es decir, alojando en los Presupuestos Generales del Estado partidas situadas hoy en los peajes, o a través de la adopción de las medidas fiscales contempladas en el Anexo 7 del Informe. **De nuevo, cabe recordar que la absorción definitiva del déficit tarifario irá, en todo caso, mucho más allá de 2016, como consecuencia del pago de anualidades correspondientes a su financiación.**

Conviene prestar atención a la propuesta de corrección de déficit tarifario eléctrico contenida en el Informe y que está contemplada en el cuadro 16 del Anexo. La segunda columna, muestra el peso de la minoración de ingresos sobre los ingresos percibidos en la actualidad por diferentes agentes. Obsérvese que, en términos generales, el impacto tiende a situarse por debajo del 5%, excepto el sufrido por los consumidores industriales que se situaría cerca del 9%. La generación de electricidad en régimen ordinario contribuiría a la solución del déficit eléctrico si se adoptara la medida de la modulación de los pagos por capacidad, lo que en términos previstos en el Informe no supondría más de un 2,9% del importe neto de la cifra de negocios de los principales grupos de generación eléctrica ordinaria en 2010.

El Anexo 7 de la parte I del Informe sobre el Sector Energético Español da cuenta del debate que sobre la fiscalidad energética se está produciendo en los países europeos centrales. A juicio de quien suscribe este voto, **la fiscalidad no es una opción para resolver el problema del déficit tarifario eléctrico, es una necesidad para que no se trasladen adicionalmente al consumidor final ni los déficits temporales, ni el coste derivado de su financiación, por lo que debería formar parte del texto principal del Informe.** Corresponderá al Gobierno adoptar las medidas fiscales oportunas, eligiendo entre el abanico de las opciones dibujadas en el Anexo 7 del Informe. Conviene señalar, a este respecto, que la concreción de las fórmulas fiscales que se pudieran adoptar no deberían trasladar a los precios finales de la energía los costes de las mismas. Ello es posible, ciertamente, en los sectores energéticos a través de la adopción de determinados impuestos, evitando en el caso particular del sector eléctrico que dicho coste se traslade al precio mayorista, con un diseño que procure la



menor distorsión posible en la asignación de recursos y con un impacto limitado en el tiempo y por un importe total determinado a priori.

De acuerdo con el criterio de quien suscribe, el Informe no presta una atención explícita a la valoración de las líneas de reforma previstas o anticipadas por los analistas de los mercados de capitales. Ello, a mi juicio, es un error, por cuanto, en estos momentos, no conviene separarse demasiado de las expectativas y exigencias de los mercados. En los últimos meses, los informes de los analistas han abundado en la necesidad de resolver el problema del déficit tarifario, anticipando determinadas reformas y decisiones empresariales, no muy alejadas de las soluciones fiscales referidas anteriormente. Las previsiones de los analistas sobre las reformas regulatorias futuras, en alguna medida, están descontadas ya en los niveles actuales de las cotizaciones bursátiles, lo que contribuiría a acotar las soluciones regulatorias fiscales del problema del déficit tarifario eléctrico.

El déficit tarifario gasista presenta, en la actualidad, una gravedad menor, si bien es cierto que en términos relativos supone ya una proporción significativa del total de los ingresos del sistema gasista. Por ello, las reformas no presentan el mismo calado que las necesarias en el sector eléctrico. Sin embargo, no convendría que la regulación económica de determinadas actividades de ese sector se hiciera con criterios distintos a los propuestos para la reforma de la regulación eléctrica, simplemente por razones de simetría en la regulación de las actividades de transporte y distribución y, también, por razones de equidad.

Proceso de reforma

La articulación jurídica de las reformas necesarias para retornar a la senda de la sostenibilidad financiera del sector eléctrico y gasista y para mejorar el funcionamiento de los mecanismos competitivos del sector energético español es de una complejidad considerable. Además, la regulación de estos sectores condiciona de manera muy apreciable la competitividad de la economía española. Por otra parte, concurren circunstancias tales como la no retroactividad, el carácter hundido de algunas decisiones, el hecho de que una buena parte del sector cotice en el mercado de valores, la asimilación progresiva de la deuda tarifaria a deuda pública, en cuanto la deuda titulizada por FADE tiene aval del Estado, etc. **Ello condiciona la naturaleza del proceso de reforma, de tal manera que parece inevitable y conveniente desarrollar un proceso de reforma transparente para los sectores afectados, entre los que deberían figurar, claro está, los consumidores.**



El Gobierno debería formular un método de trabajo que permitiera alcanzar equilibrios entre los diferentes grupos de interés, que en todo caso, comparten una preocupación, que es la sostenibilidad financiera de las actividades eléctricas y gasistas en España.

Conviene recordar a este respecto algunos de los principios de la regulación eficiente establecidos por la OCDE y recogidos en España por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC). Los más relevantes a estos efectos son los de **transparencia** y **predecibilidad**. La transparencia debe ser un principio que impregne el marco normativo y los procesos de elaboración del mismo. Sugiere la CNC que debe considerarse como una buena práctica la publicación de borradores de normas para consulta, al objeto de favorecer el debate público. Esta propuesta de proceso de consulta y diálogo no se debe confundir con el recurso a pactar y consensuar con representantes del sector las medidas de reforma, de manera colectiva, pues tal tendencia a la negociación colectiva de las reformas suele relajar las condiciones de competencia, facilita la captura del regulador y promueve la coordinación de comportamientos competitivos.

El principio de predecibilidad establece que la actividad económica debe disponer de un marco **normativo fundamentado y estable**. Cuando esto no sucede, la regulación es causa de incertidumbre, lo que perjudica las decisiones de inversión de las empresas y desincentiva la entrada de nuevos operadores. Por ello, la adopción de reformas regulatorias del sector energético debería basarse en una previsión de calendario, de tal forma que se genere confianza en el propio proceso regulador. Señala, igualmente, la CNC que hay que huir de las “normas a traición”, de forma que medidas relevantes, con un claro impacto en la cuenta de resultados de empresas, sean introducidas de manera inesperada, sorprendiendo a los inversores y generando una desconfianza innecesaria de los mercados de capitales.



ANEXO AL VOTO PARTICULAR QUE EMITE EL PRESIDENTE DE LA CNE EN RELACIÓN CON EL INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL: GRÁFICOS Y CUADROS

I. COMPETITIVIDAD

I.1. PRECIOS EUROPEOS DE ELECTRICIDAD DEL CONSUMIDOR FINAL SIN IMPUESTOS

Las estadísticas de Eurostat sobre precios finales de la electricidad recogen, tanto para consumidores tipo domésticos, como para consumidores tipo industriales, los precios medios de electricidad según la caracterización de consumidores en distintos intervalos de consumo anual de electricidad. Se han seleccionado a efectos de realizar una comparación internacional, los precios finales excluyendo impuestos del consumidor tipo doméstico, industrial de bajo consumo e industrial de gran consumo, dentro del rango de precios de Eurostat, en función del consumo medio de España de los tres tipos de consumidores indicados¹²³.

Analizando la evolución en los precios de la electricidad sin impuestos de los consumidores seleccionados en los últimos 5 años, se observa que tanto el precio de la electricidad pagado por los consumidores domésticos como el de industriales ha escalado puestos en el ranking de países europeos con precios más elevados, situándose especialmente para consumidores domésticos e industriales de bajo consumo, entre los países con precios más elevados del entorno europeo.

¹ El tamaño medio de los consumidores domésticos con potencia contratada inferior o igual a 10 kW en España fue de 2.800 kWh/año en el periodo comprendido entre octubre de 2010 y septiembre de 2011.

² El consumo anual medio del colectivo de consumidores acogidos a los peajes de acceso 3.0 y 3.1 (en su mayoría, pequeñas y medianas empresas) fue de 64 MWh/año en el periodo comprendido entre octubre de 2010 y septiembre de 2011.

³ El consumo anual medio del colectivo de consumidores acogidos a los peajes de acceso 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 fue de 5.059 MWh/año en el periodo comprendido entre octubre de 2010 y septiembre de 2011.



**Cuadro 1. Ranking de precios de la electricidad en Europa del consumidor-tipo doméstico Dc(c€/kWh).
Años 2007-2011. Se excluyen impuestos.**

Dc: Consumo anual (2500 kWh - 5000 kWh)									
2007		2008		2009		2010		2011	
Bulgaria	6,03	Estonia	6,70	Bulgaria	6,85	Bulgaria	6,92	Bulgaria	6,88
Estonia	6,52	Bulgaria	6,85	Estonia	6,96	Estonia	7,11	Bosnia	6,39
Letonia	6,94	Lituania	7,32	Lituania	7,68	Rumanía	8,39	Estonia	7,04
Lituania	7,37	Eslovenia	9,19	Rumanía	8,15	Croacia	9,30	Rumanía	8,48
Croacia	7,93	Rumanía	9,20	Francia	9,23	Letonia	9,53	Croacia	9,18
Eslovenia	8,61	Francia	9,31	Croacia	9,32	Grecia	9,59	Letonia	9,57
Finlandia	8,68	Finlandia	9,55	Turquía	9,36	Francia	9,71	Turquía	9,78
Rep. Checa	8,95	Letonia	9,56	Grecia	9,42	Lituania	10,05	Francia	9,94
Grecia	9,00	Croacia	9,61	Letonia	9,59	Finlandia	10,26	Grecia	10,01
Francia	9,14	Grecia	10,05	Finlandia	9,68	Eslovenia	10,58	Lituania	10,04
Malta	9,45	Polonia	10,05	Polonia	10,10	Portugal	10,61	Portugal	10,15
Rumanía	9,54	Portugal	10,66	Eslovenia	10,50	Polonia	10,82	Eslovenia	10,79
Hungría	9,57	Rep. Checa	10,80	Suecia	10,59	Turquía	10,92	Finlandia	10,81
Suecia	10,13	Suecia	11,37	Dinamarca	11,22	Rep. Checa	11,46	Polonia	11,45
Dinamarca	10,27	Noruega	12,37	Noruega	11,24	Dinamarca	11,99	Rep. Checa	12,32
Noruega	10,69	Austria	12,68	Rep. Checa	11,61	Hungría	12,47	Dinamarca	12,63
Polonia	10,69	España	12,77	Eslovaquia	13,11	Holanda	12,59	Holanda	13,00
España	11,52	Hungría	12,81	Hungría	13,20	Suecia	12,80	Hungría	13,35
Austria	12,55	Eslovaquia	12,83	Reino Unido	13,40	Alemania	13,70	Reino Unido	13,65
Eslovaquia	11,58	Holanda	13,20	Alemania	13,59	Eslovaquia	13,76	Eslovaquia	13,72
Alemania	12,79	Dinamarca	13,23	Austria	13,80	Reino Unido	13,80	Suecia	13,76
Bélgica	12,86	Alemania	13,41	España	13,81	Italia	13,87	Alemania	14,06
Holanda	12,90	Luxemburgo	13,70	Portugal	13,83	Noruega	13,88	Italia	14,15
Chipre	13,48	Malta	14,63	Holanda	13,90	Austria	13,96	Austria	14,42
Reino Unido	14,11	Reino Unido	15,30	Chipre	14,09	Luxemburgo	14,49	Luxemburgo	14,51
Luxemburgo	14,21	Bélgica	15,78	Malta	14,41	Bélgica	14,60	Noruega	15,63
Portugal	14,86	Chipre	17,54	Irlanda	16,35	España	14,92	Bélgica	15,72
Irlanda	16,90	Irlanda	17,91	Luxemburgo	16,53	Malta	16,15	Irlanda	15,84
				Chipre	17,31	Irlanda	16,29	España	15,97
						Chipre	16,90	Malta	16,15
								Chipre	17,31
Media UE	10,62	11,728	11,68	12,05	12,15				
España respecto media UE	8,5%	8,9%	18,2%	23,8%	31,4%				

Fuente: Eurostat

Notas: 1) Algunos países del entorno europeo excluyen de los precios finales de consumidores sin impuestos, costes asociados a la financiación de energías renovables, cogeneración y autoridades regulatorias; 2) los datos de todos los años considerados se corresponden con el segundo semestre de cada año, a excepción de 2011 (primer semestre).

Cuadro 2. Ranking de precios de la electricidad en Europa del consumidor-tipo industrial Ib (c€/kWh). Años 2007-2011. Se excluyen impuestos.

IB: Consumo anual (21 MWh - 500 MWh)										
2007		2008		2009		2010		2011		
Estonia	5,62	Estonia	5,98	Estonia	6,22	Estonia	6,56	Estonia	6,39	
Bulgaria	6,34	Francia	7,01	Noruega	6,72	Bulgaria	7,03	Bulgaria	7,10	
Noruega	6,41	Bulgaria	7,26	Bulgaria	7,16	Finlandia	7,70	Finlandia	8,05	
Finlandia	6,53	Finlandia	7,33	Francia	7,39	Francia	7,84	Turquia	8,28	
Francia	6,64	Noruega	7,45	Finlandia	7,47	Noruega	8,14	Francia	8,85	
Letonia	7,17	Portugal	8,31	Suecia	7,75	Portugal	9,20	Portugal	9,20	
Suecia	7,53	Suecia	8,68	Turquia	7,98	Turquia	9,28	Dinamarca	9,48	
Croacia	7,79	Letonia	9,08	Dinamarca	8,46	Dinamarca	9,32	Rumania	9,87	
Lituania	8,34	Lituania	9,51	Lituania	9,21	Suecia	9,39	Noruega	9,89	
Dinamarca	8,35	Dinamarca	9,66	Letonia	9,67	Holanda	9,61	Hungría	9,97	
Portugal	9,55	Croacia	9,89	Rumania	9,70	Letonia	9,62	Suecia	10,05	
Grecia	9,78	Polonia	10,05	Croacia	10,14	Rumania	9,78	Holanda	10,26	
Holanda	10,00	Holanda	10,30	Holanda	10,50	Hungría	10,28	Croacia	10,37	
Polonia	10,03	Austria	10,44	Grecia	10,50	Croacia	10,31	Letonia	10,55	
Austria	10,08	Rumania	10,81	Portugal	10,62	Grecia	10,69	Eslovenia	10,58	
Eslovenia	10,66	Luxemburgo	11,04	Polonia	10,68	Lituania	10,73	Luxemburgo	10,92	
Rumania	10,67	Reino Unido	11,26	Reino Unido	11,17	Eslovenia	10,94	Alemania	10,99	
Bélgica	10,79	Grecia	11,32	Alemania	11,37	Luxemburgo	10,95	Reino Unido	11,07	
Rep. Checa	10,92	Alemania	11,38	Hungría	12,05	Alemania	11,07	Grecia	11,08	
Alemania	10,94	España	11,97	Eslovenia	12,38	Polonia	11,41	Lituania	11,36	
España	11,02	Eslovenia	12,50	España	12,70	Reino Unido	11,45	Polonia	11,54	
Luxemburgo	11,04	República Checa	13,35	Luxemburgo	12,71	Italia	11,45	Bélgica	12,69	
Hungría	11,18	Hungría	13,44	República Checa	13,86	Bélgica	11,73	Irlanda	12,96	
Reino Unido	11,59	Eslovaquia	15,14	Irlanda	14,01	España	13,16	España	13,11	
Italia	12,05	Irlanda	15,49	Malta	14,25	Irlanda	13,44	Italia	13,55	
Eslovaquia	12,54	Malta	17,65	Chipre	15,52	República Checa	13,79	República Checa	14,46	
Malta	12,89	Chipre	19,05	Eslovaquia	16,66	Eslovaquia	14,61	Eslovaquia	14,60	
Irlanda	13,85					Chipre	17,77	Chipre	18,49	
Chipre	14,66					Malta	20,00	Malta	20,00	
Media Europa	9,83	10,939		10,62		10,94		11,23		
España respecto media Europa	12,1%	9,4%		19,5%		20,3%		16,7%		

Fuente: Eurostat

Notas: 1) Algunos países del entorno europeo excluyen de los precios finales de consumidores sin impuestos, costes asociados a la financiación de energías renovables, cogeneración y autoridades regulatorias; 2) los datos de todos los años considerados se corresponden con el segundo semestre de cada año, a excepción de 2011 (primer semestre).



Cuadro 3. Ranking de precios de la electricidad en Europa del consumidor-tipo industrial Id (c€/kWh). Años 2007-2011. Se excluyen impuestos.

ID: Consumo anual (2.000 MWh - 20.000 MWh)									
2007	2008	2009	2010	2011					
Estonia	4,35	Francia	4,72	Francia	5,01	Francia	5,70	Bulgaria	5,74
Francia	4,68	Finlandia	5,01	Turquia	5,46	Bulgaria	5,88	Estonia	6,16
Letonia	4,99	Portugal	5,54	Finlandia	5,60	Estonia	6,04	Francia	6,52
Bulgaria	5,01	Bulgaria	5,88	Bulgaria	5,78	Finlandia	6,41	Finlandia	6,63
Noruega	5,14	Noruega	6,16	Noruega	5,96	Noruega	6,52	Turquia	6,78
Finlandia	5,38	Suecia	6,81	Portugal	6,38	Rumanía	6,94	Rumanía	7,03
Suecia	5,77	Eslovenia	7,04	Suecia	6,66	Suecia	7,30	Luxemburgo	7,10
Croacia	6,15	Alemania	7,04	Eslovenia	6,96	Grecia	7,49	Holanda	7,54
Polonia	6,26	Croacia	7,11	Croacia	7,14	Portugal	7,61	Eslovenia	7,55
Lituania	6,27	Lituania	7,38	Alemania	7,31	Eslovenia	7,64	Croacia	7,68
Lituania	6,27	Grecia	7,70	Lituania	7,60	Luxemburgo	7,68	Grecia	7,73
Austria	6,55	Rumanía	7,94	Austria	7,67	Croacia	7,70	Suecia	7,83
Grecia	6,73	España	7,98	Letonia	7,93	Alemania	7,90	Alemania	7,91
Portugal	6,98	Holanda	8,13	Holanda	7,94	Holanda	7,92	Polonia	8,11
Eslovenia	7,09	Dinamarca	8,31	España	8,22	Polonia	8,09	Noruega	8,17
Bélgica	7,48	Polonia	8,31	Rumanía	8,33	Turquia	8,15	Portugal	8,41
Dinamarca	7,61	Eslovaquia	8,47	Dinamarca	8,35	Bélgica	8,36	Hungría	8,48
Alemania	7,76	Letonia	8,50	Polonia	8,60	Letonia	8,50	Reino Unido	8,56
República Checa	7,78	Austria	8,85	Grecia	8,66	España	8,53	Irlanda	8,58
Holanda	7,90	Irlanda	9,30	Eslovaquia	8,80	Reino Unido	8,53	Bélgica	8,60
Rumanía	7,90	Hungría	9,75	Hungría	8,89	Irlanda	8,60	Dinamarca	8,70
España	7,94	Chipre	10,64	Irlanda	9,18	Dinamarca	8,62	España	8,72
Hungría	8,62	Bélgica	11,64	Chipre	9,66	Hungría	9,19	Letonia	9,05
Reino Unido	9,06	República Checa	12,76	Bélgica	9,67	República Che	9,57	República Che	9,84
Malta	9,17	Italia	13,23	República Checa	11,25	Lituania	9,61	Lituania	10,17
Eslovaquia	9,57	Luxemburgo	16,94	Italia	12,56	Italia	10,07	Italia	10,29
Irlanda	10,86			Luxemburgo	13,40	Eslovaquia	10,73	Eslovaquia	11,13
Chipre	12,61					Chipre	15,47	Chipre	14,45
						Malta	16,00	Malta	16,00
Media Europa	7,21	8,5054	8,11	8,51	8,60				
España respecto media Europa	10,1%	-6,2%	1,4%	0,3%	1,4%				

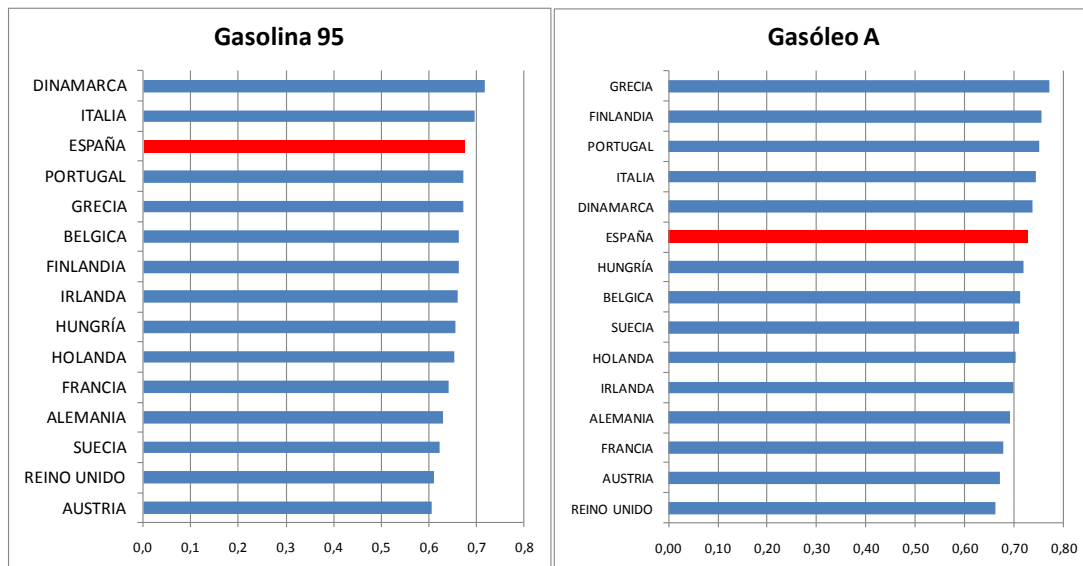
Fuente: Eurostat

Notas: 1) Algunos países del entorno europeo excluyen de los precios finales de consumidores sin impuestos, costes asociados a la financiación de energías renovables, cogeneración y autoridades regulatorias; 2) los datos de todos los años considerados se corresponden con el segundo semestre de cada año, a excepción de 2011 (primer semestre).

I.2. PRECIOS EUROPEOS DE GASOLINAS Y GASÓLEOS

En España el nivel de precios antes de impuestos en gasolina y gasóleo A, según las cifras del *Oil Bulletin Petrolier*, se encontrarían en el rango superior de precios de la Unión Europea, en particular en el caso de la gasolina⁴.

Cuadro 4. Precios antes de impuestos (€/l) de los carburantes en países de la UE en 2011.

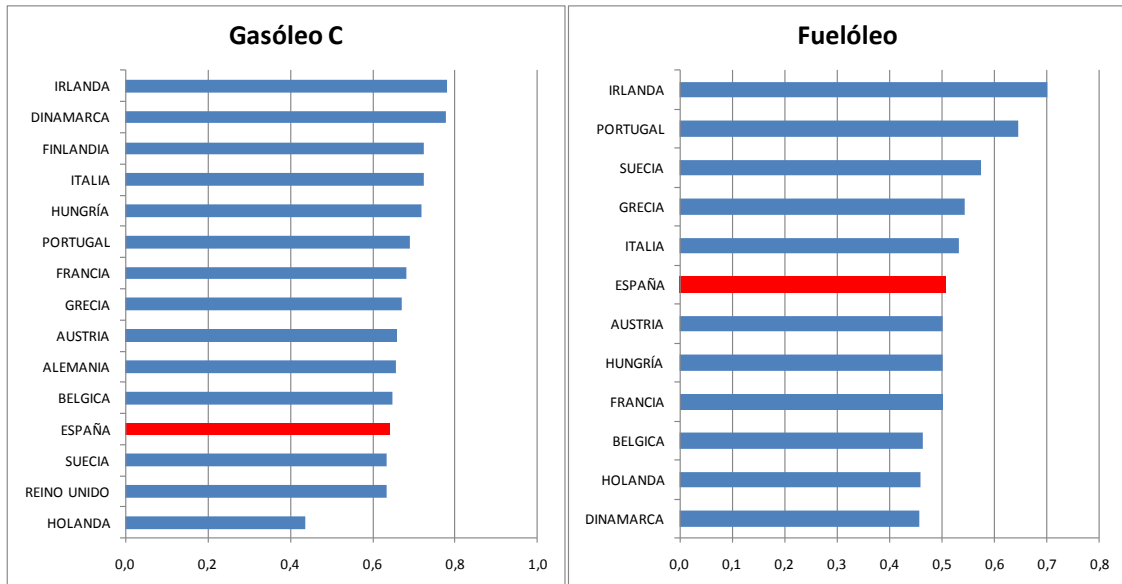


Fuente: Oil Bulletin Petrolier

En cuanto a las ventas directas, el nivel de precios del gasóleo C y el fuelóleo mostraría una situación muy diferente respecto a los carburantes de automoción. En este caso el precio de estos productos en España se encontraría entre los más bajos de la UE, en particular en el caso del gasóleo C.

⁴ Hay que señalar que los precios antes de impuestos de los distintos países miembros de la UE publicados en el *"Oil Bulletin Petrolier"* no son completamente homogéneos, debido a las distintas metodologías de cálculo aplicadas. Las principales diferencias se relacionan con el tamaño de la muestra base, los diferentes días de reporte, la aplicación o no de los descuentos, la distinta imputación de algunos costes, entre otros. La Dirección General de Energía y Transporte de la UE en su documento *"Survey on the Petroleum Product's Price Data Collection published in the Weekly Oil Bulletin"*, febrero de 2009, advierte sobre ello.

Cuadro 5: Precios antes de impuestos del fuelóleo y el gasóleo C en países de la UE (€/l) en 2011.⁵



Fuente: Oil Bulletin Petrolier

II.SEGURIDAD DE SUMINISTRO

II.1.INDICE DE COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Existe una situación de exceso de capacidad de generación en el mercado eléctrico desde 2008, registrándose niveles de reserva de capacidad superiores al 30%⁶ desde esa fecha, motivado por la senda continua de incorporación de ciclos combinados y de energías renovables, en un contexto de disminución de la demanda.

El escenario previsto para el largo plazo, contempla una incorporación de nuevas centrales para los próximos años casi nula, si bien este escenario cuenta con un grado elevado de incertidumbre en cuanto a la evolución de la demanda, incluso las estimaciones más extremas parecen presentar una reserva de capacidad superior a la necesaria a 4-5 años vista. Este contexto, hace que la situación de la península sea muy diferente a la que registran muchos países europeos de nuestro entorno, que presentan problemas de cobertura tanto de corto como de largo plazo, especialmente ante condiciones climatológicas extremas⁷. En concreto, teniendo en cuenta el último escenario previsto de demanda punta realizado por el Operador del Sistema y considerando únicamente la potencia comprometida en los preregistros del

⁵ Para estos productos no existe un reporte de precio de todos los países de la UE.

⁶ El Operador del Sistema considera que para garantizar la seguridad de suministro es necesario un índice de cobertura mínimo del 10%.

⁷ El día 9 de febrero, coincidiendo con la ola de frío en toda Europa, el precio en el mercado francés alcanzó un precio en la hora punta de 1.938,5 €/MWh, ante un reducido margen de reserva.

régimen especial en la actualidad, no sería necesaria potencia adicional para cumplir con los requisitos de seguridad de suministro hasta el invierno de 2016-2017.

Cuadro 6. Evolución del índice de cobertura de demanda en un escenario que contempla la baja de parte de las centrales de carbón y la baja de las centrales de fuel, y el alta del régimen especial incluido en los preregistros actuales. Años 2011-2016.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total potencia disponible R.Ordinario y R.Especial (MW)	56.602	56.686	56.462	56.271	55.788	55.111
Demanda de potencia prevista por el Operador del Sistema (MW)	44.000	45.320	46.640	47.960	49.280	50.600
Índice de cobertura - Invierno	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17
Escenario actual según REE	1,29	1,25	1,21	1,17	1,13	1,09

Fuente: CNE

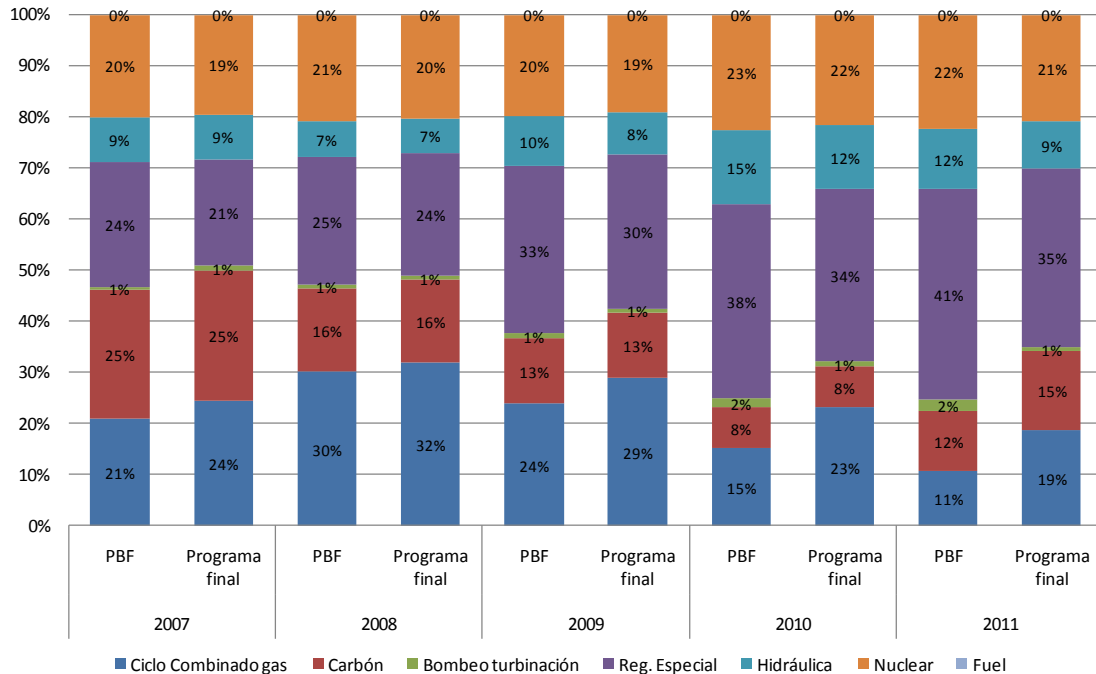
Nota: Se ha considerado la baja prevista de las centrales de carbón acogidas a las 20.000 h de funcionamiento, y la baja progresiva de las centrales de fuel. La potencia del resto de las centrales de régimen ordinario permanece constante desde 2011.

En la previsión de la potencia disponible del régimen especial se ha tomado la referencia del operador del sistema, 0% de potencia instalada de fotovoltaica, 50% biomasa y biogás, 7% eólica, 50% residuos y el 70% cogeneración.

II.2. GRADO DE UTILIZACIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS DE GAS

La situación de exceso de capacidad de generación con una evolución de demanda decreciente, unido a la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, y a otros hechos externos, como el incremento de la demanda de gas por parte de otros países (como Japón), ha motivado que los ciclos combinados hayan registrados unas horas medias de utilización en 2011 inferiores a las 2.000 horas (3.920 en 2008, 3.371 en 2009, 2.641 en 2010, 1.953 en 2011). Esta situación también se ve reflejada en el siguiente gráfico sobre la evolución del mix de generación.

Cuadro 7. Evolución del mix de generación de electricidad en el PDBF y en el programa final.



Fuente: OMEL, REE y CNE

II.3. GRADO DE UTILIZACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE IMPORTACIÓN DE GAS

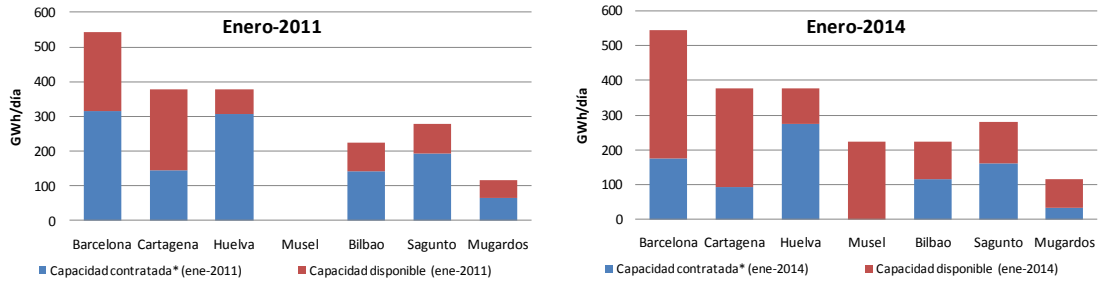
Cabe subrayar unas condiciones de disponibilidad y acceso a las infraestructuras comparativamente favorables con respecto a otros países europeos: entre 2011 y 2014 la capacidad disponible para contratar en las plantas de regasificación se sitúa en el entorno del 38-60% de la capacidad total y en los gasoductos es del 28-40% para el mismo periodo. Esta situación se muestra de manera detallada en los cuadros y gráficos siguientes.

Cuadro 8. Capacidad de regasificación contratada y disponible del sistema gasista.

		ENAGAS				BBG	SAGGAS	REGANOSA	TOTAL (GWh/día)	% TOTAL
		BCN	CTG	Huelva	Musel					
ene-11	Capacidad contratada*	27,0%	12,4%	26,2%	0,0%	12,3%	16,5%	5,5%	1.170,1	61,1%
	Capacidad disponible	30,6%	31,0%	9,4%	0,0%	10,7%	11,5%	6,8%	745,3	38,9%
	Capacidad total	28,4%	19,7%	19,7%	0,0%	11,7%	14,6%	6,0%	1.915,4	100,0%
ene-12	Capacidad contratada*	22,6%	10,8%	25,5%	0,0%	15,0%	18,9%	7,2%	866,9	45,3%
	Capacidad disponible	33,2%	27,0%	14,9%	0,0%	8,9%	10,9%	5,0%	1.048,5	54,7%
	Capacidad total	28,4%	19,7%	19,7%	0,0%	11,7%	14,6%	6,0%	1.915,4	100,0%
ene-13	Capacidad contratada*	21,4%	11,5%	26,7%	0,0%	14,1%	20,2%	6,1%	812,3	38,0%
	Capacidad disponible	27,9%	21,4%	12,1%	16,8%	8,2%	8,7%	5,0%	1.326,4	62,0%
	Capacidad total	25,4%	17,6%	17,6%	10,4%	10,4%	13,0%	5,4%	2.138,7	100,0%
ene-14	Capacidad contratada*	20,4%	10,9%	32,3%	0,0%	13,4%	19,0%	4,0%	853,4	39,9%
	Capacidad disponible	28,8%	22,0%	7,9%	17,4%	8,5%	9,1%	6,3%	1.285,3	60,1%
	Capacidad total	25,4%	17,6%	17,6%	10,4%	10,4%	13,0%	5,4%	2.138,7	100,0%

Fuente: ENAGAS, BBG, SAGGAS, REGANOSA. *Nota: se incluye también la capacidad en negociación

Cuadro 9. Capacidad contratada y disponible por planta de regasificación para enero de 2011 y enero 2014.



Fuente: ENAGAS, BBG, SAGGAS, REGANOSA

*Nota: se incluye también la capacidad en negociación

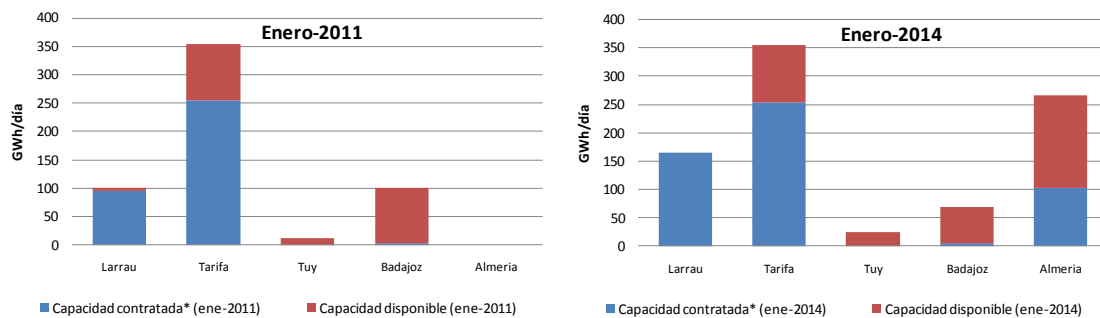
Cuadro 10. Capacidad de entrada contratada y disponible de las conexiones internacionales del sistema gasista.

		ENAGAS				MEDGAZ	TOTAL	% TOTAL
		Larrau	Tarifa	Tuy	Badajoz	Almería		
ene-11	Capacidad contratada*	27,1%	72,3%	0,0%	0,6%	0,0%	352,2	62,0%
	Capacidad disponible	2,1%	46,4%	5,6%	45,9%	0,0%	215,7	38,0%
	Capacidad total	17,6%	62,5%	2,1%	17,8%	0,0%	567,8	100,0%
ene-12	Capacidad contratada*	20,0%	55,7%	0,0%	1,8%	22,5%	453,9	58,1%
	Capacidad disponible	2,9%	31,1%	7,6%	8,3%	50,1%	327,1	41,9%
	Capacidad total	12,8%	45,4%	3,2%	4,5%	34,1%	781,0	100,0%
ene-13	Capacidad contratada*	21,7%	55,0%	0,0%	1,1%	22,2%	460,3	58,9%
	Capacidad disponible	0,0%	31,7%	7,8%	9,4%	51,1%	320,8	41,1%
	Capacidad total	12,8%	45,4%	3,2%	4,5%	34,1%	781,0	100,0%
ene-14	Capacidad contratada*	31,4%	48,2%	0,0%	1,0%	19,5%	525,3	59,6%
	Capacidad disponible	0,0%	28,6%	7,0%	18,3%	46,1%	355,8	40,4%
	Capacidad total	18,7%	40,3%	2,8%	7,9%	30,2%	881,0	100,0%

Fuente: ENAGAS

*Nota: se incluye también la capacidad en negociación

Cuadro 11. Capacidad contratada y disponible por conexión internacional para enero de 2011 y enero 2014 .



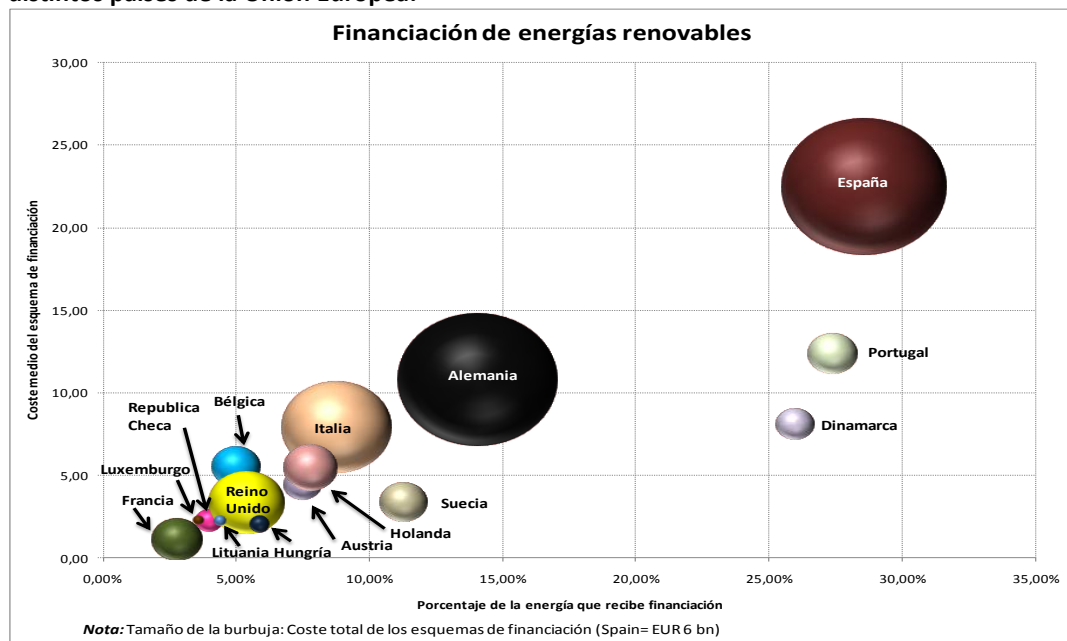
Fuente: ENAGAS

III. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

III.1. APOYO FINANCIERO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EUROPA

En comparación con otros países europeos, España se configura como el que ha alcanzado una mayor penetración de las renovables en la cobertura de la demanda y que ha prestado el mayor apoyo financiero a dichas energías, tanto en términos unitarios (euros/MWh), como en términos del monto total desembolsado.

Cuadro 12. Penetración de las energías renovables y apoyo financiero (en €/MWh) a las mismas en los distintos países de la Unión Europea.



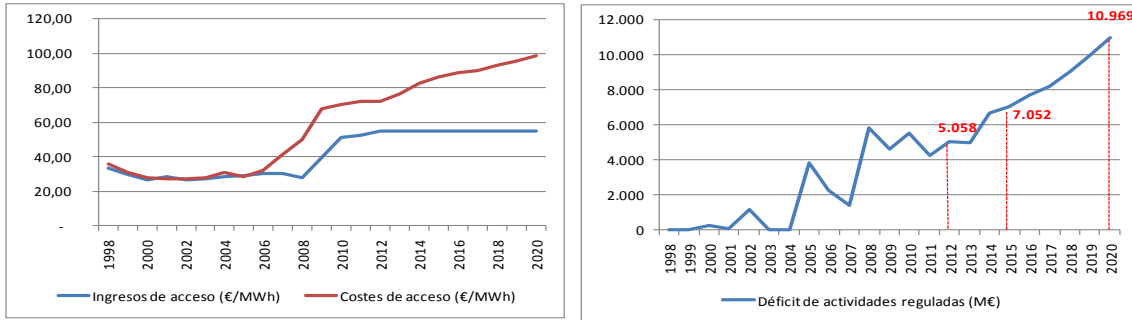
Fuente: CEER Report on Renewable Energy Support in Europe, mayo 2011 (datos de 2009).

IV. SOSTENIBILIDAD A LARGO PLAZO DE LA REGULACIÓN ELÉCTRICA Y GASISTA

IV.1. EVOLUCIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

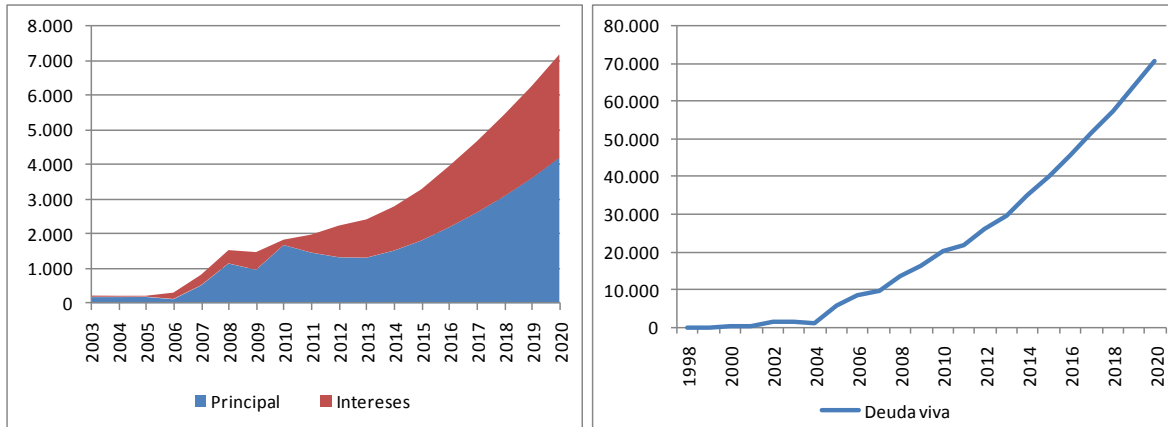
Los cuadros siguientes muestran la evolución tendencial creciente del déficit y del endeudamiento del sistema eléctrico, así como en aumento progresivo de las anualidades en los peajes de los consumidores por la financiación del déficit, en el caso de no aplicar medidas ni en los ingresos ni en los costes de las actividades reguladas, y financiar el déficit con cargo a peajes, bajo un escenario de previsión de largo plazo. Estas cifras empeorarían aún más bajo un escenario de evolución de la generación del régimen especial acorde con el mantenimiento de los objetivos de PER, así como bajo un escenario en el que se mantenga la financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a los peajes de acceso.

Cuadro 13. Evolución del ingreso y coste medio (€/MWh consumido) de actividades reguladas de electricidad, si no se incrementan los peajes de acceso ni se aplican medidas sobre los costes de actividades reguladas. Evolución del déficit de actividades reguladas (M€). Escenario base de ingresos y costes 2012-2020 con financiación del desajuste con cargo a los peajes. Precios corrientes.



Fuente: CNE. Nota: Se mantienen desde 2012 a 2020 los peajes de acceso de la Orden IET 3586/2011. Se financia la compensación extrapeninsular según lo establecido en el RDL 6/2009.

Cuadro 14. Evolución de las anualidades para la financiación del déficit de liquidaciones y de la deuda viva del sistema si no se incrementan los peajes de acceso y no se aplican medidas en los costes de actividades reguladas. Escenario base de ingresos y costes 2012-2020 con financiación del desajuste (M€). Precios corrientes.



Fuente: CNE. Nota: Se mantienen desde 2012 a 2020 los peajes de acceso de la Orden IET 3586/2011. Se financia la compensación extrapeninsular según lo establecido en el RDL 6/2009.

IV.2. VARIACIONES NECESARIAS EN LOS PEAJES DE ACCESO DESPUÉS DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS EN EL INFORME [está en el informe hasta 2016].

Cuadro 15. Impacto en los peajes y en el déficit anual en el caso de aplicar todas las medidas propuestas en el Informe, considerando que el pago de la compensación extrapeninsular se financia con cargo a los peajes de acceso. Escenario de previsión 2012-2020

	2012 (1)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular									
Variación de peajes igual al IPC previsto	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,2%	-3,3%	-3,2%
Déficit anual (M€)	-2.838	-2.360	-2.455	-1.776	-1.057	-777	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	-2.838	-5.198	-7.653	-9.429	-10.487	-11.263	-11.263	-11.263	-11.263
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes constante del 3%									
Variación de peajes igual al IPC previsto	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	1,8%	-3,5%	-3,3%	-3,2%
Déficit anual (M€)	-2.739	-2.088	-2.030	-1.184	-283	0	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	-2.739	-4.827	-6.857	-8.041	-8.325	-8.325	-8.325	-8.325	-8.325
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes constante del 4%									
Variación de peajes igual al IPC previsto	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	0,8%	0,1%	-3,5%	-3,3%	-3,2%
Déficit anual (M€)	-2.640	-1.813	-1.597	-574	0	0	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	-2.640	-4.453	-6.050	-6.625	-6.625	-6.625	-6.625	-6.625	-6.625
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes constante para déficit 0 en 2015									
Variación de peajes	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	-2,7%	0,1%	-3,5%	-3,3%	-3,2%
Déficit anual (M€)	-2.550	-1.559	-1.193	0	0	0	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	-2.550	-4.108	-5.301	-5.301	-5.301	-5.301	-5.301	-5.301	-5.301
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes necesario para equilibrio en cada ejercicio									
Variación de peajes	30,7%	-6,8%	2,1%	-2,6%	-2,7%	0,1%	-3,5%	-3,3%	-3,2%
Déficit anual (M€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: CNE

(1) En 2012 el aumento de peajes se aplica desde el 1 de abril.

En el cuadro anterior, se muestra que en el caso de que se incluya el coste de la compensación extrapeninsular con cargo a los peajes (en lugar de seguir la senda de financiación con cargo a los PGE establecida en el RDL 6/2009), e introducir todas las medidas regulatorias del Informe, sería necesario adicionalmente un esfuerzo en los peajes de acceso de los consumidores 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€.

IV.3. EQUIDAD DEL AJUSTE NECESARIO: MEDIDAS PROPUESTAS EN EL INFORME

En el cuadro siguiente se identifica el impacto anual de la afectación de las medidas propuestas por agente afectado.

La columna segunda muestra el impacto de la medida sobre el importe neto de cifra de negocios de 2010 y sobre los ingresos previstos para 2011 en el régimen especial.

Para los consumidores, el impacto de las medidas propuestas se calcula en relación a la factura eléctrica (sin impuestos), suponiendo un incremento anual del 4,9% de los peajes para lograr la suficiencia en 2015 (escenario en el que los peajes de acceso financian la compensación extrapeninsular, excepto 256 M€ que son financiados con cargo a PGE).

Cuadro 16. Impacto de las medidas propuestas sobre los distintos agentes afectados. Impacto anual.

Impacto sobre los agentes	Impacto Anual (M€)	Impacto % sobre ingreso	Variable de ingreso comparada
	M€	%	
1. Transporte	56	4,2%	Importe neto cifra de negocios 2010
2. Distribución	352	6,1%	Importe neto cifra de negocios 2010
3. Generadoras de Régimen especial	291	2,5%	ingreso estimado 2011
4. Compensación extrapeninsular (GESA+UNELCO)	91	4,0%	Importe neto cifra de negocios 2010
5. Generadoras de Régimen ordinario	505	2,9%	Importe neto cifra de negocios 2010
6. Consumidores no interrumpibles	1.060	3,8%	Factura eléctrica sin impuestos 2012
7. Consumidores interrumpibles	156	8,9%	Factura eléctrica sin impuestos anual

Fuente: CNE



Alberto Lafuente

Presidente de la CNE

Madrid, 7 de marzo de 2012