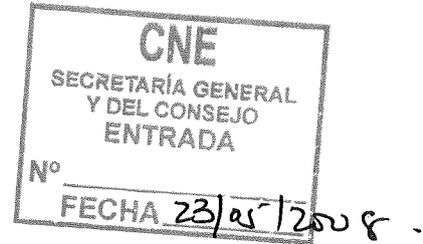


Comisión
Nacional
de Energía



EXPLICACION DE VOTO SOBRE EL INFORME COMPLEMENTARIO DE LA CNE DE FECHA 20 DE MAYO DE 2008 SOBRE LA CONCLUSIÓN 3ª DE “LA PROPUESTA DE REVISION DE TARIFAS ELECTRICAS PARA EL TERCER TRIMESTRE DE 2008” APROBADA CON FECHA 13 DE MAYO.

El Consejero que suscribe está de acuerdo en lo fundamental con las Conclusiones que se contienen en dicho Informe, máxime con la inclusión final de una Conclusión 5ª adicional que permite aclarar, sin género de duda, que las valoraciones que se contienen en dicho Informe no suponen un cuestionamiento del modelo de mercado como mecanismo más eficaz y eficiente para el suministro de energía eléctrica en nuestro País.

No obstante lo anterior, entiende el Consejero que suscribe que en el propio cuerpo del Informe Complementario debieron desarrollarse los argumentos que permiten llegar a esa Conclusión 5ª. Además, después de las Conclusiones, en las páginas 15 y siguientes se anexan una serie de valoraciones que el Consejero que suscribe no comparte en su totalidad. Es por ello, que se formula la presente Explicación de Voto, con arreglo a las siguientes

CONSIDERACIONES

CONSIDERACION PRIMERA. EL INFORME NO ES EXHAUSTIVO EN EL ANALISIS DE LA CUESTION DEBATIDA, AUNQUE ESTABLECE UN MARCO DE REFLEXIÓN MÍNIMO PARA SEGUIR PROFUNDIZANDO EN EL DEBATE.

El Consejo celebrado la semana pasada aprobó mediante Resolución de fecha 13 de mayo de 2008 una autodenominada “PROPUESTA DE REVISION DE LA



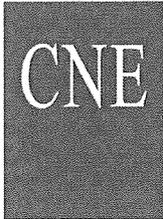
Comisión

Nacional

de Energía

TARIFA ELECTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008”, que en realidad no era sino la contestación a una consulta formulada por el Gobierno mediante mandato contenido la Disposición Adicional Séptima del Real Decreto 871/2007, tal y como argumentábamos en nuestro Voto Particular. El Consejero que suscribe formuló Voto Particular expresando su disconformidad con el contenido de dicha Resolución también por otras razones, algunas de las cuales son referidas de nuevo ahora, ya que guardan relación directa con las cuestiones objeto del Informe Complementario de fecha 20 de Mayo, que motiva la presente Explicación de Voto. En adelante nos referimos en este escrito a dicho Voto Particular como “Voto Particular”, a la citada Resolución de 13 de Mayo como “Consulta sobre la Revisión” ya que, como argumentábamos en nuestro Voto Particular, esa es su auténtica naturaleza, y a al Informe Complementario de 20 de Mayo, como “Informe Complementario”.

Decíamos en nuestro Voto Particular que, en la medida que el mandato referido no encarga realmente una propuesta tarifaria, ni ha seguido el procedimiento legalmente establecido para ello, la “Consulta sobre la Revisión” debió entrar a analizar las causas y a proponer posibles soluciones sobre las cuestiones que eran objeto de análisis y valoración. Decíamos también que el Consejo no había podido deliberar con una mínima profundidad sobre las cuestiones objeto de debate, dada la premura con la que se habían facilitado los Informes correspondientes, y como a pesar de todo ello, el Voto Mayoritario había insistido en rechazar la petición de que un nuevo Informe más elaborado pudiera ser debatido y votado en el próximo Consejo previsto para siete días después, en la medida en que las valoraciones y consideraciones de mayor calado relativas a los costes reales de la generación eléctrica en España (que debían haber sido el auténtico objeto del Informe) se trasladaban a un Informe distinto, que sería deliberado y votado en la sesión del martes 20 de Mayo. Esta deliberación y debate es la que ha dado lugar al Informe Complementario (en adelante “Informe Complementario”) que es objeto de esta Explicación de Voto.

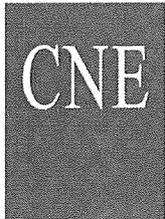


Comisión
Nacional
de Energía

El Informe Complementario que, en relación con la Conclusión Tercera de la Consulta sobre la Revisión, se emite ahora por esta CNE, tiene por objeto lo que entonces se indicaba en dicha Conclusión tercera: esto es, *“tomará en consideración una aproximación a una cuantificación de la brecha existente entre los precios del mercado y el coste del mix energético que completará la presente propuesta con objeto de que pueda ser adecuadamente ponderada por el Ministerio.”* (El subrayado es nuestro).

En definitiva, el apoyo que presta el Consejero que suscribe al presente Informe Complementario lo es exclusivamente en lo que se refiere a dicha “cuantificación” para que se pueda ser “adecuadamente ponderada” por el Ministerio en relación con la brecha existente entre precios del mercado y el coste del mix energético. En este sentido, se mejora y se complementa ahora la información que puede ser útil para la adecuada contestación al Ministerio que se contiene en la “Consulta sobre la Revisión”. Sin embargo, es una mejora que no cambia la opinión negativa que este Consejero sigue manteniendo sobre el conjunto del contenido de la “Consulta sobre la Revisión”, por las razones que ya expusimos en el referido Voto Particular y que siguen plenamente vigentes.

Decíamos entonces que la Consulta sobre la Revisión *“...no entra a analizar los parámetros y variables que están determinando los costes reales de generación en España frente a los costes previstos en la Orden ITC/3860/2007, -revisión de costes de adquisición de la energía que constituye el auténtico objeto del mandato recibido para evacuar el presente Informe de consulta- y en su lugar, por un lado, se limita a considerar escenarios de precio teóricos muy alejados de la realidad y, por otro lado, se aventura en una serie de valoraciones y opiniones sobre las partidas de coste que deben constituir la tarifa de acceso, que ni eran objeto del mandato, ni se han madurado ni debatido con suficiente profundidad.”*



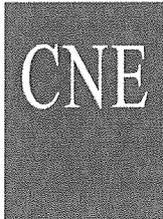
Comisión
Nacional
de Energía

El actual Informe Complementario, aunque cuantifica a título orientativo los costes de generación y los contrapone a los ingresos, entra a realizar un análisis demasiado sucinto sobre los parámetros y variables que están determinando dichos costes. Lo veremos con más detalle en la Consideración Segunda. Pero lo que interesa resaltar ahora es que los argumentos que se hubieran podido emplear para evitar dicho análisis, -y permitir así que esta CNE se pronuncie con mayor claridad sobre lo que debe entenderse por “perfeccionamiento” del mercado-, se resumen en la supuesta conveniencia de no sustituir el papel de Gobierno en la elección de la política energética que se considera más adecuada, no excediendo las funciones legales de ésta CNE.

Sin embargo, en la Consulta sobre la Revisión, -que es completada con el Informe Complementario-, el Voto Mayoritario no tuvo problema alguno en realizar valoraciones y recomendaciones sobre otras cuestiones que no eran objeto del mandato sobre revisión trimestral de las tarifas, -y así se reconocía taxativamente en la propia Resolución- y que han sido mucho menos debatidas y examinadas en el Consejo. Así ocurre, por ejemplo, con la posible modificación del marco de retribución y financiación del Régimen Especial; la retribución de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares; o la política impositiva. Tampoco hubo reparo alguno en considerar como escenario principal uno basado en la vulneración de la actual legalidad vigente, al no considerar los ingresos derivados para el Sistema relativos a la obligación de devolución de ingresos generados por la asignación gratuita de derechos de emisión.

Decíamos en nuestro Voto Particular, que el pronunciamiento del Voto Mayoritario era tan taxativo que hasta se resumía en un Capítulo 8 como “RESUMEN DEL EFECTO DE LAS PALANCAS EXISTENTES SOBRE LAS TARIFAS DE ACCESO Y TARIFAS INTEGRALES”¹, y cómo si entonces no existieron reparos para hacer

¹ Con posterioridad a la emisión de la Resolución definitiva aprobada por el Consejo con fecha 20 de mayo, y que dió lugar a la formulación del Voto Particular, la Secretaria del Consejo de esta CNE advierte lo que se considera un error de incoherencia en la Resolución, la suprimir el



Comisión
Nacional
de Energía

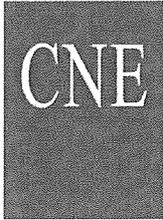
las valoraciones “extra-legales” que excedían el mandato recibido y del propio marco legal vigente, apelando a la necesidad de que se realicen las propuestas de reforma con tiempo suficiente por cada Ministerio afectado, tampoco deben evitarse ahora las valoraciones que pueden llegar a demostrar que las “palancas” señaladas en la “Consulta sobre la Revisión” ni eran todas las posibles, ni eran las más adecuadas para resolver el acuciante problema del “déficit tarifario” que ya se ha acumulado en los últimos años.

Como ya expusimos en nuestro Voto Particular, si el debate de la Consulta sobre la Revisión se extendía a cuestiones que excedían el mandato legal, -no sólo las ya citadas del Capítulo 8 sino también sobre otras cuestiones como la naturaleza del déficit ex ante o las correcciones de los pagos por capacidad-, debía extenderse con más razón a cuestiones que si guardan relación directa con el coste de adquisición de la energía en dichos mercados mayoristas.

CONSIDERACION SEGUNDA.- EL ANÁLISIS DE POSIBLES CAUSAS Y SOLUCIONES: LAS REFORMAS REGULATORIAS REALIZADAS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS HAN DETERIORADO LA COHERENCIA DEL MODELO DISEÑADO EN EL PROTOCOLO ELÉCTRICO DE 1.996 Y LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO 54/1.997 E INCENTIVADO LA MAXIMIZACIÓN DE BENEFICIO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GENERACIÓN.

El Informe Complementario tiene una especial utilidad y supone una clara mejora de las valoraciones que se hicieron por el Voto Mayoritario en la “Consulta sobre la Revisión” porque **señala, aunque sea sintéticamente, la auténtica naturaleza del problema que ha de ser abordado.** Así en el Informe Complementario se señala lo siguiente:

Capítulo 7 y no suprimir el Capítulo 8, por lo que se lleva a efecto dicha corrección y se remite al Ministerio con el Capítulo 8 también suprimido. El Consejero que formula dicho Voto Particular no fue advertido de dicha modificación sobre el texto que le fue entregado como Resolución definitiva para la formulación de su Voto Particular en el plazo legal de 48 horas.

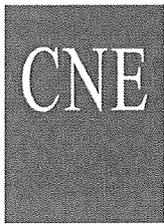


Comisión
Nacional
de Energía

“Los cambios producidos en el modelo regulatorio retributivo que nace con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, han desconfigurado su coherencia interna y disminuido su capacidad para revelar los costes de generación. En particular, la aparición de los costes de los derechos de emisión de CO₂ y la cancelación en 2006 de la regulación de los CTC’s, que garantizaba a las empresas generadoras la recuperación de los costes de las inversiones realizadas al amparo de la regulación derogada con la LSE, y a los consumidores la contención de los precios de la electricidad en caso de elevación de los precios de los combustibles fósiles, ponen de manifiesto, como se explicará más adelante, la apertura de una importante brecha entre los precios que determina el mercado para la generación de la electricidad y los costes de generar esa misma electricidad.” (El subrayado es nuestro).

Es cierto, como veremos más adelante, que no se identifican como causa de desconfiguración de la coherencia interna del modelo todas las reformas regulatorias que han “desencajado” el modelo ya que no se mencionan, por ejemplo, la relativa a la reforma del mecanismo de garantía de potencia ni la que dio lugar al denominado “déficit ex ante”, pero al menos en el Informe Complementario se acierta, a juicio de éste Consejero, en el diagnóstico: las reformas regulatorias no han caminado en la dirección correcta y han deteriorado la coherencia interna y la eficiencia del modelo diseñado en la Ley 54/1.997, que incentivaba la contención de precios.

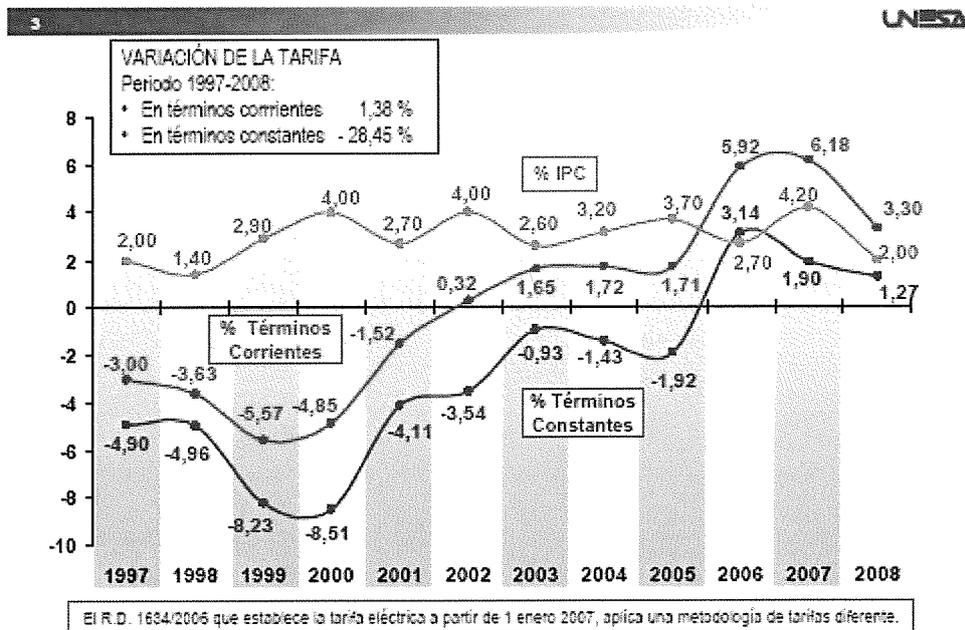
En los gráficos siguientes puede observarse que: la disminución de tarifas fue intensa y constante hasta el año 2003-2004, para experimentar a partir de dicha fecha un alza también constante e intensa (Gráfico 1); la disminución de tarifas en el periodo 1996-2003 dio lugar a un déficit muy inferior al generado a partir de dicha fecha de 2004, pese al alza de tarifas desde dicha fecha hasta el día de hoy (Gráficos 2 y 3); en definitiva, puede apreciarse de la comparación de los gráficos



2 y 3, el déficit acumulado e imputable al “modelo anterior” (peninsular 00-02; extrapeninsular 00-02 y parte del extrapeninsular 03-05) es sensiblemente inferior al generado con el nuevo modelo basado fundamentalmente en el reconocimiento de costes a priori, -denominado “déficit ex ante-, al tiempo que se comienza a autorizar un alza sistemática de las tarifas en cada ejercicio.

Gráfico 1: Evolución del precio de la electricidad

Evolución del precio de la electricidad (Enero 2008)



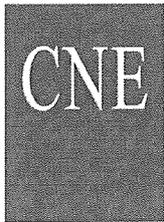
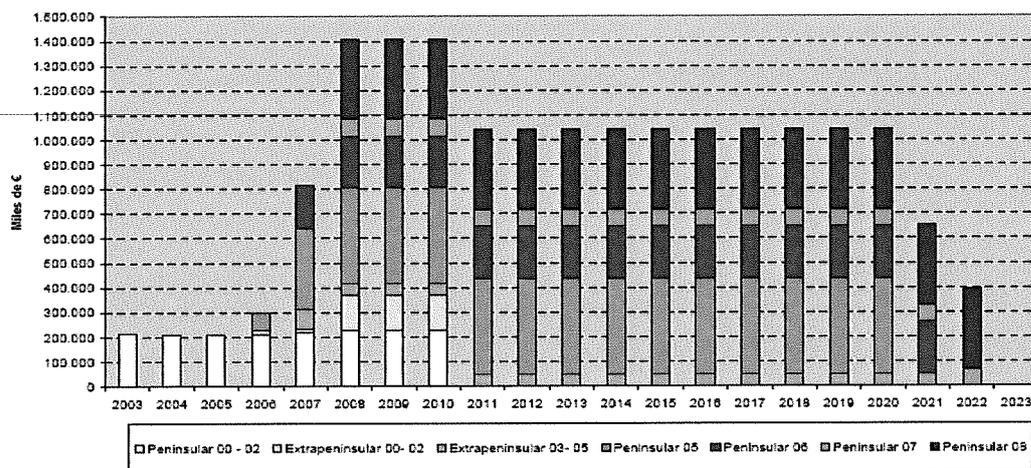
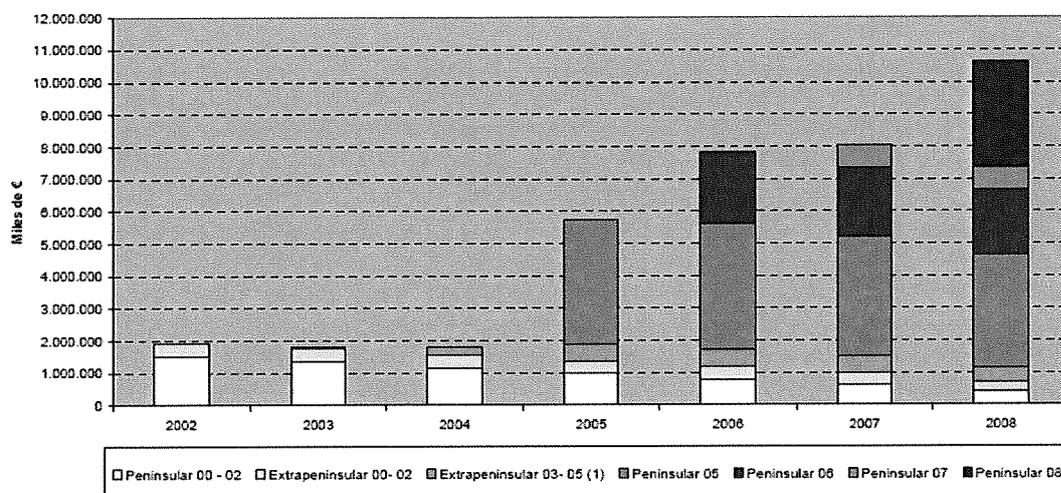


Gráfico 2: Anualidades del déficit de las actividades reguladas y revisión del coste de generación extrapeninsular 2003-2022



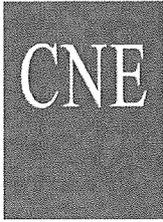
Fuente: CNE

Gráfico 2: Anualidades del déficit de las actividades reguladas y revisión del coste de generación extrapeninsular 2003-2022



Nota: (1) importe a 31 de diciembre de 2005

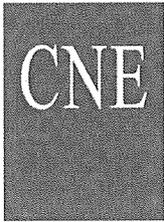
Fuente: CNE



Comisión
Nacional
de Energía

En definitiva, el modelo diseñado en la Ley Eléctrica 54/1997 dio lugar a un reconocimiento de déficit ex post, que engloba el generado en las liquidaciones peninsulares de 2000, 2001 y 2002 y el generado en la compensación extrapeninsular de los años 2001 y 2002, cuyo mecanismo de recuperación se concretaba en una anualidad lineal en términos constantes hasta el año 2.010. A partir del año 2004 cambia el planteamiento y el déficit de las liquidaciones del año 2005, se recupera en 14,5 años con cargo a un % de la tarifa y el déficit extrapeninsular hasta el 2005, peninsular del 2006 y el déficit ex ante de 2007 y 2008, se recupera mediante un reconocimiento de costes que genera ingresos mediante una anualidad específica con cargo a tarifas de acceso y que se devenga, en su caso, hasta el año 2022 (15 años por cada concepto).

Por otra lado, debe tenerse en cuenta que en el gráfico 1, la cuantificación de las subidas de tarifas correspondientes a los ejercicios 2006, 2007 y 2008 están considerando la tarifa “nominal”, que no coincide con la subida real de la tarifa, mucho mayor, que se articula mediante un reconocimiento de costes cuyo pago se difiere a ejercicios futuros, mediante un mecanismo preciso de cuantificación y devengo (que es lo que recoge y cuantifica el gráfico 2, hasta su definitiva cancelación y liquidación en el año 2.022). Un cálculo orientativo sobre la cuantía de la subida nominal que la propia CNE viene estimando en sus informes tarifarios que sería necesaria para cubrir el déficit reconocido por el Gobierno, permite concluir que la subida acumulada ha sido realmente casi de un 26% adicional a la reconocida con carácter nominal para los ejercicios 2007 y 2008. Cuestión distinta es que el consumidor no lo percibe como tal porque su pago se distribuye a lo largo de los próximos quince años, dando lugar a futuras subidas de tarifas en próximos ejercicios que no se corresponden con el aumento de precios reales de dichos ejercicios.

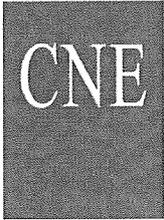


Comisión
Nacional
de Energía

Por lo tanto, la solución no consiste en abandonar el modelo que funcionaba dando lugar a “*la contención de los precios de la electricidad en caso de elevación de los precios de los combustibles fósiles*” (en palabras del propio Informe Complementario), sino en volver a él, dotándolo de nuevo de coherencia interna para que recupere su valor como instrumento para la asignación eficiente de los recursos, con los ajustes necesarios para adaptarlo a la situación actual. Por ello, durante el debate de las conclusiones del Informe Complementario se puso especial énfasis en incorporar una Conclusión que pusiera claramente de relieve que esta CNE, al realizar la cuantificación objeto del Informe Complementario, no está admitiendo mecanismos ajenos a los propios de un modelo de mercado entre los posibles que pueda ponderar el Ministerio. El tenor de la Cláusula Quinta, fruto de un esfuerzo de consenso entre los Consejeros que finalmente apoyaron dichas conclusiones, sin llegar a ser demasiado explícita sobre lo que se quiere, tiene al menos la virtud de expresar lo que no se quiere por esta CNE:

“ 5. Las constataciones aquí efectuadas sobre costes y precios no implican cuestionamiento alguno de las regulaciones orientadas a mercado y su perfeccionamiento. ” (El subrayado es nuestro)

Es meridianamente claro que para la CNE los remedios o “ponderaciones” que puedan considerarse por el Ministerio respecto a la cuestión planteada no pueden suponer “cuestionamiento alguno de las regulaciones orientadas a mercado y su perfeccionamiento”. Es cierto que hubiera sido deseable que la CNE expresara con la misma claridad cuáles son esos remedios que propone para el “perfeccionamiento” del mercado en relación con la cuestión que nos ocupa. Pero eso hubiera exigido un análisis más exhaustivo de las causas que están originando la actual situación, análisis que en el Informe Complementario es bastante más esquemático de lo que hubiera sido deseable.

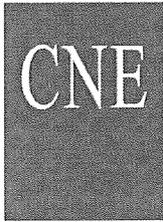


Comisión
Nacional
de Energía

En definitiva, el Informe Complementario realiza una cuantificación que, en lo esencial, se ajusta a unas previsiones y cálculos elementales que permiten su contraste y debate, pero no profundiza ni en todas las causas ni en los posibles remedios y su efecto de reducción en el déficit como “palanca” a ponderar por el Ministerio. La utilidad de la aportación de ésta CNE en la actual vía de consulta es más escasa si el debate se produce sobre la cuantificación pero no sobre las causas de la actual situación y sus posibles soluciones para que el Ministerio pueda optar entre aquella que estime mas acorde con la política energética e industrial que desee desarrollar.

Esa ausencia de análisis sobre las causas y las posibles alternativas como remedio, llevó al Consejero que suscribe a incluir en el Voto Particular una Conclusión Final que llevaba por título el siguiente: *“CONSIDERACION FINAL.- LAS RAZONES QUE EXPLICAN EL ENCARRECIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL Y SOBRE LAS QUE EL VOTO MAYORITARIO NO REALIZA CALCULO NI PROYECCION DE COSTE NI PREVISION ALGUNA QUE PERMITA PONER REMEDIO A LA SITUACIÓN.”*

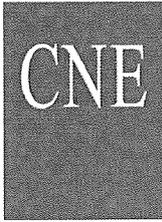
El Consejero que suscribe, sin pretender realizar una enumeración de todas las posibles causas que puedan estar contribuyendo a la situación objeto del Informe Complementario, ya avanzaba en su Voto Particular las que a su juicio pueden considerarse causas principales del problema del supuesto déficit tarifario de nuestro modelo eléctrico. A nuestro juicio, la razón del constante incremento del déficit tarifario hay que buscarlo en el creciente encarecimiento de los costes de adquisición de la energía en el mercado mayorista de generación y no en el supuesto “sobrecoste” de financiación del Régimen Especial, ni en el coste de los sistemas insulares y extrapeninsulares ni en el coste del programa de ahorro y eficiencia energética. Nos remitimos de nuevo a lo que resulta de los gráficos 2 y 3.



El Informe Complementario viene a confirmar esta opinión: la cuantificación del coste total del Régimen Especial relativa al tercer trimestre de 2008 se estima en 600 millones de euros. Por el contrario, la cuantificación del exceso de retribución de las tecnologías convencionales por encima de sus costes reales se cifra por esta CNE para dicho tercer trimestre en 1.500 millones de euros². Es de señalar que las tecnologías inframarginales (gran hidráulica y nuclear) son la que obtienen unos rendimientos más espectaculares si consideramos sus costes. En concreto la suma de ambas arroja unos rendimientos de más de 1.082 millones de euros para el trimestre, (unos ingresos 1.302 millones de euros frente a unos costes de 220 millones de euros). Y es significativo también, como se detalla en el Informe Complementario, que ninguna de las tecnologías citadas pueden ser objeto de réplica competitiva; en el caso de la gran hidroeléctrica, por imposibilidad física, dado el agotamiento de los cuencas hidrográficas españolas susceptibles de un aprovechamiento de dichas características susceptible de generar nuevas concesiones administrativas; en el caso de la tecnología nuclear, por la decisión político-administrativa de imponer la denominada “moratoria nuclear” que prohíbe el desarrollo de nuevos emplazamientos destinados a instalar nueva potencia de generación por fisión nuclear en España. Así se señala en el Informe Complementario lo siguiente:

“Esta posición de ventaja de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica que les suministra, con el actual diseño de mercado, una alta retribución, no es una posición o ventaja competitiva que pueda ser legitimada por los mercados. La moratoria nuclear y el agotamiento (en términos significativos) de las posibilidades de desarrollo del parque hidroeléctrico, determinan la inexistencia de libertad de entrada en estos segmentos tecnológicos y con ello la

² En el escenario de precios de mercado y completa amortización de los activos que se indica en el Informe, y sin considerar el efecto del ingreso para el Sistema derivado de la minoración de derechos de emisión (Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero)



Comisión
Nacional
de Energía

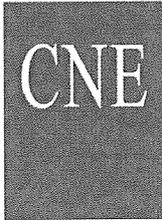
imposibilidad de que exista, de hecho, competencia real entre tecnologías y que nuevos entrantes puedan disputar los beneficios observados (ver Anexo).”

Sobre dichas valoraciones, en lo relativo a la tecnología nuclear, realizaremos también alguna consideración en el apartado tercero de la presente Explicación de Voto, a fin de despejar cualquier duda sobre la interpretación del denominado Anexo contenido en las paginas 13, 14 y 15, tras el capítulo de conclusiones.

Decíamos también en nuestro Voto Particular que ese encarecimiento del mercado mayorista de generación, no obedece tanto al encarecimiento del coste de las materias primas³, -aunque indudablemente tenga también su efecto-, como a las desacertadas reformas legislativas realizadas en los últimos años en aspectos básicos del modelo, aspectos que venían constituyendo hasta entonces barreras que frenaban o aminoraban posibles incentivos para el ejercicio de abuso de posición dominante de los agentes, atendiendo a la estructura del sector en España. Y hemos visto ahora como dicha tesis relativa a la pérdida de la coherencia interna del modelo de mercado diseñado en 1.997, como consecuencia de reformas legislativas recientes, el Voto Mayoritario lo concreta en el Informe Complementario en lo siguiente:

“...En particular, la aparición de los costes de los derechos de emisión de CO₂ y la cancelación en 2006 de la regulación de los CTC's, que garantizaba a las empresas generadoras la recuperación de los costes de las inversiones realizadas al amparo de la regulación derogada con la LSE, y a los consumidores la contención de los precios de la electricidad en caso de

³ En la propia Consulta de Revisión se reconoce la distinta evolución del mercado español (al alza) respecto al resto de mercados europeos (a la baja) en el mes de Enero de 2008. Aunque el mercado español responde a un diseño regulatorio distinto, por cuanto que el mercado diario no responde a un diseño de un mercado spot o de ajuste, entiende el Consejero que suscribe que esta circunstancia debería favorecer la existencia de precios más bajos en España que en



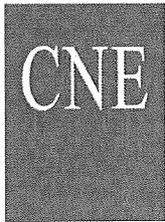
Comisión
Nacional
de Energía

elevación de los precios de los combustibles fósiles, ponen de manifiesto, como se explicará más adelante, la apertura de una importante brecha entre los precios que determina el mercado para la generación de la electricidad y los costes de generar esa misma electricidad.” (El subrayado es nuestro).

El Consejero que suscribe comparte dicho diagnóstico, que ya adelantó en su Voto Particular, pero considera que han existido más reformas legislativas que deberían ser reconsideradas, a fin de recuperar la coherencia interna del modelo regulatorio de 1.997, considerado globalmente. Decíamos en nuestro Voto Particular que cinco son las cuestiones esenciales que han variado sustancialmente en relación con los mecanismos de contención de precios que contenía el anterior modelo:

- La derogación del marco de retribución de la garantía de potencia y su sustitución por un ineficiente e indefinido sistema de Pagos por Capacidad, que incentiva el intento de maximización de beneficios de las instalaciones más ineficientes, cuando el sistema se ve obligado a recurrir a ellas para alcanzar la cobertura de la demanda.
- La derogación anticipada del mecanismo de los “Costes de Transición a la Competencia” o CTC’s, por causas aún no explicadas, precisamente en el momento en que el Sistema debía empezar a percibir ingresos por ese concepto.
- La instauración de un modelo de reconocimiento de deficit “ex ante”, con carácter anual, que no incentiva la contención de costes, ya que todos ellos se reconocen con carácter previo, en función del precio que marque el mercado de generación, sea cual sea el mismo.
- La asignación de derechos de emisión de CO2 y el modelo escogido para su internalización, que da lugar a unos beneficios “adicionales” para

el resto de mercados europeos, cuyos mercados diarios si responden, en general, a un diseño



Comisión
Nacional
de Energía

determinadas tecnologías, que encarecen innecesariamente los costes del sistema.⁴

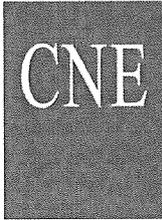
- El desarrollo institucional del MIBEL, con pérdida de competencias de la propia CNE, sin reclamar previamente la realización de reformas estructurales en el mercado portugués que hubieran permitido una bajada de precios antes de alcanzar una efectiva integración de los mercados portugués y español, lo que está incentivando una igualación de precios al alza entre el mercado español y el portugués.

Por otro lado, junto con los incentivos creados para ejercer abuso de posición de dominio en el mercado mayorista de generación, sigue sin abordarse la necesaria reforma del diseño regulatorio del “pool” español, que quizás debiera a comenzar a considerar el fomento de mecanismos de contratación bilateral a largo plazo, a fin de que el “pool” opere como un mercado spot de ajuste, tal y como ocurre en otros mercados europeos.

Finalmente, en demasiadas ocasiones los informes de ésta CNE confunden a la opinión pública señalando a la retribución del Régimen Especial como causante del déficit, cuando la realidad es que, como ya recordaba el Consejero que suscribe en el Voto Particular y en otros anteriores, la contribución de las energías renovables ha permitido abaratar muy significativamente los precios en el pool eléctrico, y por tanto los costes totales del sistema sobre los que marca señala de precio. Es significativo observar que cuando no hay agua o no sopla el viento, los precios en el pool se incrementan intensamente. En ese sentido, el coste real que se estima imputable al Régimen Especial, si atendiéramos a los ahorros que produce para el Sistema, no sería de 600 millones de euros en el trimestre, sino que pudiera no llegar a sobrepasar los 200 millones de euros. Y es preciso recordar como, con dichos costes por ejemplo, a propósito la nueva propuesta de retribución de la

clásico de mercado spot de ajuste.

⁴ Aun que se intenta su recuperación mediante el RDL 11/2007.



Comisión
Nacional
de Energía

generación fotovoltaica que intentaba modificar el marco creado por el RD 661/2007, el propio Informe de la Subdirección de Régimen Especial de ésta CNE señalaba que “...las rentabilidades calculadas para las tarifas reguladas de las tecnologías que se habían desarrollado en los últimos años superaban en general el 7% (se calcularon tasas internas de rentabilidad de entre un 7,6 y un 8%, para instalaciones fijas y con seguimiento, respectivamente)”. Es decir, no parecen rentabilidades exageradas.

En definitiva, los altos precios del mercado de generación benefician sobre todo las tecnologías de Régimen Ordinario inframarginales, especialmente a la tecnología nuclear y la gran hidroeléctrica. En el siguiente apartado haremos unos últimos comentarios sobre algunas valoraciones que pueden identificarse en el Anexo del Informe Complementario (pags 13 a 15) como relativas a la tecnología nuclear, así como sobre los costes considerados en relación con ella.

CONSIDERACIÓN TERCERA.- LAS VALORACIONES QUE SE CONTIENEN EN EL INFORME SOBRE LA TECNOLOGIA DE GENERACIÓN NUCLEAR

En el Informe Complementario se señala un coste para la generación nuclear, considerando amortizadas las instalaciones por efecto de los CTCs, de 18 €/MWh, que se corresponde con la estimación de sus costes variables (operación y mantenimiento y aprovisionamiento de combustible). Y se dice también que dicha tecnología no resulta replicable en términos de mercado por la decisión político-administrativa que da lugar a la denominada “moratoria nuclear”. Pues bien, dichas afirmaciones han de ser convenientemente matizadas ya que las conclusiones son necesariamente distintas, según se analice la situación de la potencia de generación nuclear ya instalada, o según se analice un hipotético escenario de futura nueva instalación de potencia de generación por fisión nuclear.



Comisión
Nacional
de Energía

a). El escenario hipotético en el que nuevos proyectos, con nueva potencia nuclear a instalar, pretendieran replicar a las que ya operan en la actualidad con tecnología nuclear en España.

Con el fin de establecer una comparación en orden de magnitud de los costes incurridos por las diferentes tecnologías de generación, el Foro Nuclear realizó en el año 2007 un estudio en el que se analizaban las condiciones técnicas que se debían cumplir en el diseño básico del parque de generación de un sistema eléctrico y su aplicación al sistema eléctrico peninsular español en el horizonte 2030⁵. Concretamente, en el epígrafe 3 del mencionado estudio relativo al análisis básico de cobertura de la demanda en el escenario 2030, se efectuaba un análisis sobre los costes de generación por tecnologías utilizando valores de referencia.

La siguiente tabla muestra los costes por tecnología indicados por el estudio del Foro Nuclear, incluido el coste de capital, del MWh de energía producida durante la vida útil de la instalación, expresados en dólares de 2004⁶, pero proyectados para iniciar la generación en el año 2015:

	Carbón		Gas Natural		Eólicas		Nuclear	
	\$/MWh	€/MWh	\$/MWh	€/MWh	\$/MWh	€/MWh	\$/MWh	€/MWh
Capital	30,4	23,38	11,4	8,80	40,7	30,60	42,7	32,85
Op y Mto.	4,7	3,60	1,4	1,08	8,3	6,38	7,8	6,00
Combustible	14,5	11,16	39,9	30,70	0,0	0,00	6,6	5,08
Total (*)	53,1	40,85	52,5	40,38	55,8	42,93	59,3	45,61

* El total incluye los costes de conexión a red

Fuente: "Annual Energy Outlook 2006. Chapter 6 Electricity, Levelized cost comparison for new generating capacity in USA".
Energy Information Administration, DOE/EIA-083 2006 (Washington DC. Febrero 2006)

Por otra parte si se tienen en cuenta los costes externos, esto es, los costes debidos a efectos sobre personas (accidentes mortales, enfermedades, etc) y a efectos sobre el entorno (polución química, efecto invernadero, etc), los costes

⁵ "Mix de Generación en el Sistema Eléctrico Español en el horizonte 2030"



totales por tecnología se verían incrementados. Para mostrar estos costes externos, el Foro Nuclear considera en el citado estudio dos tipos de fuentes: por una parte tiene en cuenta la valoración de costes realizada por la Comisión Europea en 1998, y, por otra, los que actualiza la OCDE (aceptados por el Ministerio de Industria francés, junio 2003) para puestas en servicio en 2015.

Costes externos

	Act. De OCDE para PES en 2015	CE/1998
	€/MWh	€/MWh
Petróleo	15,8	49,00
Carbón	15,8	80,00
Gas	7,4	24,00
Nuclear	2,4	3,00

Por tanto, teniendo en cuenta ambas alternativas consideradas por el foro nuclear, se obtienen los siguientes resultados de costes totales por tecnología:

s/ Act de OCDE para PES en 2015

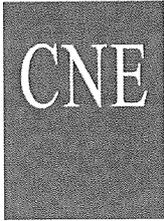
	Carbón	Gas Natural	Eólicas	Nuclear
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Costes	40,85	40,38	42,93	45,61
Costes externos	15,80	7,40		2,40
Total (*)	56,65	47,78	42,93	48,01

s/ CE/1998

	Carbón	Gas Natural	Eólicas	Nuclear
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Costes	40,85	40,38	42,93	45,61
Costes externos	80,00	24,00		3,00
Total (*)	120,85	64,38	42,93	48,61

Como se puede apreciar, en ambos casos el coste €/MWh de la tecnología nuclear resulta superior al de la eólica, un 11,83% considerando la alternativa de la OCDE

⁶ Tipo de cambio 1,3 \$/€



Comisión
Nacional
de Energía

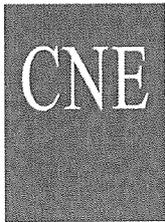
para los costes externos y un 13,23% si tenemos en cuenta la valoración de los costes externos realizada por la Comisión Europea.

Es decir, lo que está poniendo de relieve este estudio es que la instalación de nueva potencia nuclear, que exige periodos muy largos de recuperación de la inversión, al ser muy intensiva en capital (alrededor de 40 años), en la actualidad resulta muy cuestionable en términos económicos y en entornos de mercado. La evolución tecnológica y la curva de aprendizaje de tecnologías de generación con fuentes renovables les permitirían competir en precio con la generación nuclear antes de que ésta hubiera llegado a agotar el ciclo temporal necesario para su rentabilidad.

Además del citado estudio del Foro Nuclear, existen otros que establecen unos costes muy superiores para la nueva potencia de generación por fisión nuclear, en un horizonte temporal de largo plazo como el que se está considerando, en relación con el coste estimado para las tecnologías de generación con fuentes renovables. Según un estudio realizado por MIT (Massachusetts Institute of Technology) el coste de la electricidad nuclear es muy superior a las cifras que ofrece la industria nuclear y se acerca a los 6,7 c Kw/h, coste que hoy en día puede igualarse e incluso mejorarse con determinadas tecnologías renovables. Otros estudios estiman que la búsqueda de soluciones para el almacenamiento de los residuos, y la internalización de esos costes arrojará cifras del orden de 20 cent.€KWh en el horizonte del año 2.050⁷, considerablemente superiores a los costes la mayoría de las tecnologías renovables disponibles en dicha fecha.

En definitiva, lo que impide la instalación de nueva potencia nuclear es el funcionamiento del propio mercado, con tecnologías que irán reduciendo costes muy rápidamente, frente a los costes crecientes de la tecnología nuclear de fisión.

⁷ Estudio del Instituto para la Investigación Tecnológica (IIT) para Greenpeace, "Renovables 100%. Un sistema eléctrico Renovable para la España peninsular y su viabilidad económica".



Comisión
Nacional
de Energía

Tal es así que para el análisis del coste real de la producción eléctrica nuclear y su dificultad de financiación por el sector privado, es de imprescindible consulta el artículo *“Afrontar los riesgos: estructurar la inversión para la construcción de nuevas centrales nucleares”*, de Robin Cohen (Socio de Economic Consulting, Deloitte & Touche LLP) y Alastair Scrimgeour (Socio del area “Corporate Finance Advisory” de Deloitte Reino Unido)⁸ en el que se llega a concluir entre otras cosas, que puesto que los gobiernos tendrán que asumir a largo plazo muchos de los riesgos específicos de la energía nuclear, serán una pieza clave de cualquier nuevo programa nuclear futuro, ya que:

- Los riesgos de la fase previa a la construcción recaen principalmente en los Gobiernos, ya que la obtención de los permisos y licencias puede llevar varios años y el sector privado sólo puede gestionar el riesgo para el supuesto de denegación de las autorizaciones necesarias.
- Es probable que la mayoría de los riesgos asociados a los costes de salida (es decir, desmantelamiento y eliminación de residuos) recaigan en el sector público. Aunque el concesionario del sector privado puede contribuir a un fondo que cubra la totalidad de los costes de estas actividades, es probable que los gobiernos sigan siendo responsables de asumir la factura en el caso de que los fondos acumulados sean insuficientes para afrontar los costes reales.
- Es probable que el riesgo de las obligaciones no aseguradas recaiga igualmente en los gobiernos, ya que al sector privado le resultará difícil realizar el cierre financiero si aún quedasen riesgos importantes por cubrir.

En esta línea de argumento, el Gobierno de Reino Unido parece haber sido sensible a dichos planteamientos ya que, según un informe publicado por el BEER

⁸ Cuadernos de Energía. 2006.



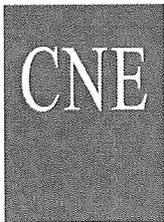
Comisión
Nacional
de Energía

(Department for Business Enterprise & Regulatory Reform)⁹, determina que corresponderá a las compañías energéticas financiar, desarrollar y construir nuevas centrales nucleares en el Reino Unido, haciendo frente a los costes totales de clausura y a su cuota total de los costes de gestión de residuos. Es por ello, que se propone impulsar medidas para que los posibles promotores de centrales nucleares prevean una financiación adecuada para hacer frente a dichos costes de clausura y de gestión de residuos. En definitiva, parece que en lo relativo a los costes de gestión de los residuos, no se pretende su financiación completa y total por las compañías, sino tan sólo una cuota de los mismos. En cualquier caso, se trata de un Proyecto de Ley de la Energía que aún debe tramitarse, según la publicación citada.

Además, estos costes "inherentes" a la generación nuclear que, en el caso de España, han sido externalizados y socializados en gran parte, no se tienen en cuenta a la hora de calcular las rentabilidades de la tecnología nuclear, y suponen, en definitiva, un ingreso adicional a los beneficios de dicha tecnología, mediante costes incurridos y no imputados a las compañías. Esta cuestión será tratada con mayor detalle en el epígrafe siguiente.

Finalmente y sin ánimo de ser exhaustivos, existen otros factores que no están siendo tenidos en cuenta a la hora de estimar el coste de generación nuclear; el riesgo de terrorismo, ya que es difícil generalizar el uso pacífico y civil de la tecnología nuclear y del proceso de enriquecimiento del uranio sin correr graves riesgos de sabotajes y actos terroristas o, peor aún, facilitar el encubrimiento de programas nucleares para uso militar en países con gobiernos belicosamente antioccidentales, ¿cómo valora y se internaliza dicho riesgo?; la inexistencia de experiencia reciente suficiente para dimensionar los proyectos, en el supuesto del reimpulso de la tecnología nuclear, ya que aunque es una tecnología disponible, puede resultar más cara que en el pasado, y con incertidumbres serias sobre su

⁹ Revista "Nuclear España", de la Sociedad Nuclear Española. Enero 2.008.

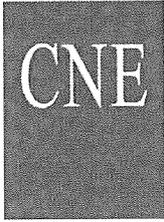


Comisión
Nacional
de Energía

viabilidad en entornos de mecanismos de mercado, por los largos periodos que se exigen para su implementación y retorno de la inversión; existen diversos estudios sobre la estructura de financiación de proyectos de generación nuclear que parecen exigir entornos regulatorios de estabilidad incompatibles con mecanismos de mercado y políticas de aprovisionamiento de equipos (economías de escala) que incrementarían la dependencia tecnológica; el combustible utilizado no es renovable, el uranio, y aun que en la actuales condiciones de mercado supone sólo un 5% del coste total de la producción, ¿qué evolución puede tener su precio si se incrementa la instalación de generación nuclear en todo el mundo?. La compañía francesa Areva acaba de firmar un contrato de aprovisionamiento de uranio a largo plazo con Níger, que contempla un encarecimiento del uranio en un 50%.¹⁰ Por otro lado, ¿cuántos miles de millones de euros se vienen destinando sólo por la UE a la investigación de tecnologías para la generación mediante fisión nuclear?.

El Departamento de Energía de EE.UU. (tienen 104 de las 443 centrales nucleares del mundo) ha gastado 9.000 millones de dólares en estudiar la principal ubicación propuesta para el almacenamiento subterráneo, la montaña Yucca, sin llegar a ninguna conclusión. Una situación similar se produce en todo el mundo. Recientemente el Informe 35/2007 de la CNE de fecha 20 de Diciembre relativo al proyecto de *"Real Decreto por el que se determinan los valores a aplicar al año 2008 para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radioactivos y del combustible gastado, y al desmantelamiento y clausura de instalaciones"* se establece que *"para conseguir una asignación de costes eficiente y un desarrollo energético sostenible, es preciso internalizar los costes sociales de los efectos externos en el precio de la energía, es decir, lograr que los precios de mercado de la electricidad reflejen todos los costes de cada actividad, incluyendo los costes de los impactos ambientales y de largo plazo en el precio de la energía."*

¹⁰ Revista "Nuclear España", de la Sociedad Nuclear Española. Enero 2.008.



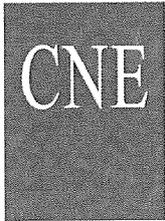
Comisión
Nacional
de Energía

Y en ese sentido acaba señalando que *“en línea con lo anterior, y sin entrar en el análisis pormenorizado del cálculo de los costes, esta Comisión sugiere que en futuras actualizaciones de los costes correspondientes a la gestión de residuos radioactivos y del combustible gastado no se establezca como límite el horizonte temporal del año 2.070. Los miles de años de vida de los residuos radioactivos hace que para conseguir una plena internalización de la totalidad de los costes medioambientales se debería considerar periodos de tiempo mucho más largos, y en su caso, mayores partidas de coste a gastos de I+D encaminados a lograr la transmutación de la totalidad de los residuos radioactivos generados”*. (El subrayado es nuestro)

En definitiva, no se ha producido aun un auténtico debate en profundidad sobre el coste real de la generación nuclear y su eficiencia económica, como para otorgarle sin discusión el papel de alternativa viable en el proceso de descarbonización de nuestros modelos de crecimiento y, menos aún, en entornos de mercado. Por lo tanto, en opinión del Consejero que suscribe, la ventaja competitiva de la tecnología nuclear ya instalada en España, que no resulta en la actualidad replicable, no surge hoy tanto de la “moratoria nuclear”, -aunque si pudo surgir de ella en el pasado-, sino que se asienta en la amortización completa de las instalaciones nucleares en operación y la socialización de gran parte de los costes “externos” asociados al almacenamiento y gestión de los residuos radioactivos.

b). Las instalaciones que operan ya en la actualidad con tecnología nuclear en España.

Es el escenario que se considera en las cuantificaciones contenidas en el Informe Complementario. Así, se identifica como costes totales los costes variables (operación y mantenimiento y aprovisionamiento de combustible) al considerar ya amortizadas las instalaciones por efecto de los CTCs.

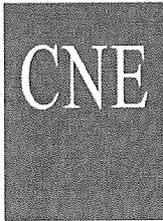


Comisión
Nacional
de Energía

Sin embargo, en opinión del Consejero que suscribe, los costes imputados por dichos conceptos a la tecnología nuclear actualmente en operación son demasiado elevados, por lo que los beneficios imputados a dicha tecnología se están minusvalorando.

Así, el Informe Complementario recoge con absoluta claridad que la tecnología nuclear actualmente en operación (y que no permite réplica competitiva en términos de mercado por las razones expuestas anteriormente) está obteniendo una retribución muy por encima de sus costes, frente al resto de tecnologías convencionales no renovables (carbón y gas), que obtienen unos rendimientos muy inferiores. Así, se cuantifica como muy probable la obtención por la tecnología de generación nuclear de un beneficio trimestral previsto para el tercer trimestre que superaría los 500 millones de euros. El Consejero que suscribe sigue considerando que dicho cálculo es excesivamente conservador, ya que sobrevalora los costes variables de explotación, y no computa costes imputables a la generación con tecnología nuclear, que o se han “externalizado” sufragándolos el conjunto de la sociedad (moratoria nuclear, costes de desmantelamiento y almacenamiento de residuos, I+D nuclear), ni tampoco considera los ingresos pasados percibidos en exceso y que deberían ser objeto de devolución (CTCs pendientes de liquidación).

Puede considerarse excesiva la interpretación que éste Consejero realizaba en su Voto Particular en la cuantificación de su umbral superior, pero se acerca mucho a la estimación que este Consejero realizaba en su umbral inferior, 700 millones de euros en el trimestre. Al menos ahora ya no hay duda de que, partiendo de los cálculos aprobados por la propia CNE, y sólo considerando los ingresos obtenidos por la generación en el mercado mayorista, en relación con sus costes imputados, dichos beneficios pueden estimarse muy razonablemente en, al menos, casi 600 millones de euros, es decir, casi seis veces el coste imputado.



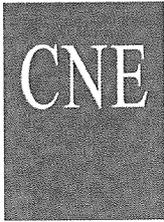
Comisión
Nacional
de Energía

En efecto, si se consideran los costes variables (combustible, operación y mantenimiento) de generación nuclear de 18 €/MWh, estos resultan un 62,5% superiores a los costes variables indicados en el previamente citado estudio del Foro Nuclear, que se estiman en 11,08 €/MWh en el año 2.015. La siguiente tabla muestra la diferencia entre ingresos y costes de producción de centrales nucleares, donde se han considerado los ingresos del Informe Complementario, es decir, 64,89 €/MWh, y los costes fijos y variables considerados en el mencionado estudio del Foro Nuclear.

	Costes de Producción	Ingresos	Diferencia	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	Miles de €
C. Completamente amortizadas	11,08	64,89	53,81	593.834

Por tanto, tomando en consideración la hipótesis contenida en la conclusión 3 del Informe Complementario, en la que se considera que para el tercer trimestre de 2008 el conjunto de las centrales de producción anteriores a 1998, entre ellas las centrales nucleares, están totalmente amortizadas, la diferencia entre ingresos y costes de producción, corregidos estos con los valores menores de los costes señalados en el cuadro anterior, sería de 53,81 €/MWh, equivalentes a 593.834 miles de € (superior en un 14,75% a la cifra obtenida con los 18 €/MWh de costes variables de centrales nucleares) y, por tanto, cifra más cercana a los 600 millones de €. Y todo ello sin considerar otros costes no internalizados y devoluciones de ingresos pendientes, según lo expuesto en párrafos precedentes.

Hasta aquí las valoraciones sobre el parque de tecnología nuclear ya instalado y en operación. De lo anterior cabe deducir una primera conclusión: la tecnología nuclear actualmente en operación tiene margen de maniobra suficiente para contribuir al diseño de mecanismos de mercado que permitan una absorción gradual del déficit, incluyendo la retribución de las energías renovables considerable como coste para el Sistema. Por lo tanto, cualquier decisión que permita el máximo aprovechamiento en el tiempo de dichas instalaciones, puede



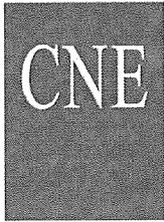
Comisión
Nacional
de Energía

contribuir decisivamente a una mayor eficiencia de nuestro modelo de mercado, siempre que se eviten y corrijan los mecanismos que han dado lugar a una retribución desequilibrada en los últimos años en favor de ésta tecnología. Sin embargo, la valoración es muy distinta si lo que se considera es la posible instalación de nueva potencia nuclear en el futuro, tal y como se ha señalado en epígrafes anteriores.

El Consejero que suscribe es consciente de que éstas opiniones y valoraciones respecto a este punto y respecto al resto de cuestiones expuestas en la presente Explicación de Voto, son discutibles y, acaso, también parciales e incompletas. Precisamente por ello, el debate es más exigible y, con él, la elaboración de estudios más profundos sobre cada uno de los puntos que en éste momento se apuntan como “problemática” que ha dado lugar al actual déficit de tarifa, junto con las posibles soluciones de presente y futuro. El “Libro Blanco” contenía planteamientos que no eran necesariamente asumibles en su totalidad, pero al menos, tenía la virtud de intentar las reformas considerando al modelo como un marco global y dotado de una coherencia interna que debe ser valorada a la hora de emprender reformas parciales del mismo. Trabajo baldío, casi cuatro años después de su elaboración.

La opinión de ésta CNE sobre estas cuestiones no puede esperar más. La Consulta sobre la Revisión de las tarifas constituía un buen cauce para haber reflexionado con mayor profundidad sobre las alternativas disponibles y el más adecuado diseño regulatorio para llevar a la práctica la que finalmente se escoja por el responsable de definir la política energética. Pero, una vez más, el debate se produce de forma colateral y apremiante, sin la necesaria profundidad y sin visión de conjunto.

Algunos Consejeros llevan intentando contribuir a que dicho debate se produzca desde hace ya tiempo, tal y como queda reflejado en el contenido de distintos Votos Particulares relativos a las tarifas eléctricas y la regulación del Régimen



Comisión
Nacional
de Energía

Especial, pero el debate sigue sin producirse en su integridad. En su lugar, el debate parece reaparecer siempre colateralmente y de forma dispersa y fragmentada con ocasión de debates centrados en otras cuestiones parciales, y siempre con la sensación de no ser el momento oportuno para entrar con profundidad en él.

La opinión de ésta CNE no debería demorarse mucho más, porque de lo contrario será sustituida por conjeturas sobre supuestas posiciones de la CNE totalmente alejadas de la realidad.

En Madrid, a veintidós de mayo de dos mil ocho.

A handwritten signature in black ink, consisting of a long horizontal line with a complex, scribbled flourish above it.

D. Fco. Javier Peón
Consejero