



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 16/2002 DE LA CNE SOBRE LA
PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE
ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA
APROBACIÓN O MODIFICACIÓN DE LA TARIFA
MEDIA O DE REFERENCIA Y SE MODIFICAN
ALGUNOS ARTÍCULOS DEL REAL DECRETO
2017/1997**

4 de diciembre de 2002

INFORME 16/2002 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA APROBACIÓN O MODIFICACIÓN DE LA TARIFA MEDIA O DE REFERENCIA Y SE MODIFICAN ALGUNOS ARTÍCULOS DEL REAL DECRETO 2017/1997

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 4 de diciembre de 2002, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

I. OBJETO

El objeto del presente documento es informar la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

II. ANTECEDENTES

Con fecha 15 de noviembre de 2.002 ha tenido entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía (CNE) escrito del Secretario de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa (Anexo 1), solicitando informe preceptivo, por procedimiento de urgencia, a esta Comisión

sobre la propuesta de cuatro Reales Decretos y sus correspondientes memorias justificativas. Entre las propuestas de Reales Decretos, se incluye el Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Con fecha 15 de noviembre de 2002 se remitió la citada propuesta a los Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para que enviaran a la CNE sus comentarios por el procedimiento de urgencia.

Con fecha 2 de diciembre de 2002 se celebró la sesión del Consejo Consultivo de Electricidad.

Los comentarios recibidos en esta Comisión de los miembros del Consejo Consultivo, se acompañan en el Anexo 2 de este informe.

III. CONSIDERACIONES GENERALES

Primera.- Aspectos principales de la propuesta

La existencia de una metodología de cálculo de las tarifas de acceso a las redes y de las tarifas integrales, se considera una necesidad básica del desarrollo normativo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

La propuesta objeto de este informe, tal y como indica su título y el texto de la nueva disposición adicional de la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social, a que se hace referencia, pretende establecer una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

El pasado mes de diciembre de 2001, esta Comisión envió al Ministerio de Economía una propuesta de metodología para establecer las tarifas de acceso a redes, que se encuentra accesible al público, en general, a través de la página Web de la CNE, en la que se destacaba la importancia de tener una metodología del cálculo de las tarifas que garantizara la recuperación de los costes regulados del sistema a los distintos agentes que intervienen en el sector, y que trasladara adecuadamente a los consumidores los costes de sus suministros. En dicha propuesta se destacaba que la elaboración de la metodología de tarifas de acceso se considera una parte de la metodología de tarifas integrales, por considerar, necesariamente, que las tarifas de acceso son un componente de las tarifas integrales, de forma que estas últimas, se deben calcular añadiendo a las primeras, los costes de las actividades no reguladas. Las diferencias entre las tarifas vigentes y las derivadas de aplicar la metodología de esta Comisión, ponían de manifiesto que era necesaria una adaptación progresiva pero inmediata, de las tarifas vigentes a lo largo del un periodo, lo que se recomendaba en dicha propuesta de la CNE.

Se considera que la propuesta de Real Decreto que se analiza en el presente informe no puede ser entendida como una metodología de elaboración de las tarifas, que tuviera como objetivos, en primer lugar, la determinación de los costes esperados del sistema eléctrico y, después su reparto entre los consumidores, atendiendo a una asignación eficiente de los costes en que cada suministro hace incurrir al sistema, entendiéndose necesario y urgente que sea completada con un mecanismo de asignación de coste en el sentido del ya propuesto por esta Comisión.

Por otra parte, los principios fundamentales que deben regir cualquier propuesta de metodología de tarifas son los clásicos de objetividad, transparencia y no discriminación, unidos a los de suficiencia económica de los ingresos, coherencia entre los sistemas de tarifas integrales y de acceso, simplicidad, predictibilidad y eficiencia en la asignación de los costes entre los distintos suministros.

Como se analizará con mayor detalle en las consideraciones que se incluyen a continuación, es esencial que se respete el principio de la suficiencia de los ingresos para enviar las señales económicas correctas a los agentes del sector, en especial a los que toman las decisiones en las actividades que se desarrollan en competencia, que la metodología no afecte a la formación de precios del mercado y que se mantenga la coherencia del diseño para que las tarifas integrales no afecten al desarrollo de la capacidad de elección del suministrador que tendrán todos los consumidores a partir del 1 de enero de 2003.

Segunda.- Aspectos no contemplados en la propuesta.

En esta consideración se resumen todos aquellos aspectos necesarios en toda metodología completa para establecer tarifas (determinación de costes y asignación de los mismos) y que no están considerados en la propuesta de Real Decreto.

a) Incertidumbre en la determinación de variaciones anuales tarifarias

No fijar los criterios de asignación de costes genera incertidumbre regulatoria, en la medida en que no da una señal clara de cómo la variación de la tarifa media va a ser trasladada a las distintas tarifas de acceso e integrales. Una metodología de asignación de costes permite conocer por los distintos agentes del sector, cómo las futuras variaciones de los conceptos de costes van a afectar a los precios regulados –tarifas integrales y de acceso- de los distintos consumidores.

En definitiva, se hace cada vez más necesaria una metodología asignativa de costes para establecer tarifas integrales y de acceso debido, por una parte, a que en 2003 la elegibilidad será plena, por lo que se espera que cada vez un mayor número de clientes acuda al mercado y, por otra parte, a partir de enero de 2007 desaparecerán las tarifas integrales en la alta tensión. Por todo ello, se debe

procurar que las tarifas que paguen los consumidores reflejen eficientemente los costes.

b) Problema de recuperación de costes del sistema *versus* elegibilidad

La opcionalidad del consumidor, durante el periodo transitorio, bien de acudir al mercado, bien de permanecer en el régimen de tarifa, supone una transición progresiva, no drástica, de adaptación del cliente desde el régimen tarifario al régimen de mercado pero, por contra, introduce riesgo en la recuperación de los costes del sistema, debido a que, dependiendo de la elasticidad de los consumidores a cambios en los precios, cada consumidor elegirá la opción – mercado o tarifa integral- en la que obtenga un menor precio.

Según la última información disponible de las liquidaciones eléctricas, en el periodo entre enero y julio de 2002, el 78,6% del consumo en media tensión (de 1 a 36 kV), en torno a 30.000 clientes, ha acudido al mercado en el presente ejercicio tarifario. Así mismo, se espera que una parte del colectivo de consumidores en baja tensión, dependiendo de la evolución de los precios de mercado, acuda al mercado en 2003.

Se estima que tanto los clientes acogidos a tarifas integrales de media tensión no interrumpibles con corta-media utilización de la potencia (tarifas 1.1. y 2.1.), como los clientes acogidos a tarifas de baja tensión y media–larga utilización de la potencia (tarifas 3.0 y 4.0) son los colectivos de clientes más interesados en acudir al mercado.

Cuadro 1. Evolución de la participación del mercado en 2002 por niveles de tensión

| <u>Enero - Julio 2002</u> | Consumo (GWh) | | | |
|----------------------------|----------------|---------------|---------------|-------------------|
| | Total | Tarifa | Mercado | % Mercado s/Total |
| NT0 (< 1 kV) | 51.561 | 51.546 | 16 | 0,0% |
| NT1 (≥ 1 kV y < 36 kV) | 33.132 | 7.076 | 26.056 | 78,6% |
| NT2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV) | 8.619 | 4.972 | 3.646 | 42,3% |
| NT3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV) | 7.032 | 6.060 | 972 | 13,8% |
| NT4 (≥ 145 kV) | 8.128 | 7.478 | 650 | 8,0% |
| Total | 108.473 | 77.132 | 31.340 | 28,9% |
| Otros Consumos | 2.668 | 681 | 1.988 | 74,5% |
| Total Peninsular | 111.141 | 77.813 | 33.328 | 30,0% |

| <u>Julio -2002</u> | Nº de clientes | | | |
|----------------------------|-------------------|-------------------|---------------|-------------------|
| | Total | Tarifa | Mercado | % Mercado s/Total |
| NT0 (< 1 kV) | 22.571.517 | 22.571.500 | 17 | 0,0% |
| NT1 (≥ 1 kV y < 36 kV) | 75.983 | 46.229 | 29.754 | 39,2% |
| NT2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV) | 1.137 | 509 | 628 | 55,2% |
| NT3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV) | 160 | 114 | 46 | 28,8% |
| NT4 (≥ 145 kV) | 67 | 54 | 13 | 19,4% |
| Total | 22.648.864 | 22.618.406 | 30.458 | 0,1% |
| Otros Consumos | 105.762 | 105.760 | 2 | 0,0% |
| Total Peninsular | 22.754.626 | 22.724.166 | 30.460 | 0,1% |

Fuente: CNE

Por otra parte, se observa en el cuadro 1 que a pesar de ser elegibles, el 78% del consumo en alta tensión (tensión superior a 36 kV), en torno a 677 clientes, no ha acudido aún al mercado.

Los consumidores de electricidad con menores incentivos a acudir al mercado (a pesar que la mayoría puede acogerse a la tarifa de acceso reducida 6.5 por cumplir los requisitos del artículo 10 del Real Decreto 1164/2001) son aquellos acogidos a tarifas integrales de larga utilización, G4 y THP. Son clientes intensivos en electricidad, abiertos a la competencia externa de sus productos

finales pero que tienen restricciones en la comercialización exterior de la electricidad, input necesario en sus procesos productivos. La restricción fundamental a la comercialización externa de la electricidad de estos clientes es la escasez existente de capacidad en las conexiones internacionales. Sin embargo, no debe olvidarse, que las tarifas integrales de los clientes de alta tensión desaparecerán en 2007, según el Real Decreto Ley 6/2000, por lo que dichos clientes deberán, necesariamente, acudir al mercado a partir de dicha fecha.

La falta de incentivos a acudir al mercado, así como los incentivos a regresar al régimen de tarifas en los casos en los que los clientes ya hubieran acudido al mercado, aumenta si la evolución prevista de precios de mercado alcanza niveles como los registrados en los tres primeros trimestres de 2002.

Como ejemplo de la problemática de lo señalado en los dos apartados anteriores, se puede indicar que la falta de una metodología de asignación de costes entre las diferentes tarifas, lleva a que se trasladen disminuciones de la tarifa media, sin un método explícito entre las distintas tarifas.

El cuadro 2 recoge para el periodo comprendido entre 1997 y 2002, la variación anual de la tarifa media o de referencia, que incluye tanto el efecto de la variación del precio pagado por clientes que han acudido al mercado, como el correspondiente por clientes a tarifas integrales. Así mismo, en el cuadro 2 se incluyen las variaciones de las tarifas integrales establecidas en los Reales Decretos de tarifas durante el periodo comprendido entre 1997 y 2002.

Cuadro 2. Variaciones de las tarifas integrales y de la tarifa media o de referencia.

Periodo 1997-2002

| | % Variación 98 sobre 97 (1) | % Variación 99 (2) sobre 98 | % Variación 00 sobre 99 (2) | % Variación 01 sobre 00 | % Variación 02 sobre 01 | % Variación 02 sobre 97 (1) |
|--|--|--|--|------------------------------------|------------------------------------|--|
| BAJA TENSIÓN | | | | | | |
| <i>Doméstico</i> | -3,0% | -4,0% | -2,1% | -4,0% | 0,0% | -12,5% |
| <i>Resto</i> | -3,1% | -3,0% | 0,0% | 0,0% | 1,0% | -5,1% |
| ALTA TENSIÓN | | | | | | |
| <i>Tarifas Generales</i> | | | | | | |
| <i>Corta utilización</i> | -5,1% | -1,5% | 2,0% | 1,5% | 1,0% | -2,1% |
| <i>Media utilización</i> | -5,1% | 0,0% | 2,0% | 1,5% | 1,0% | -2,1% |
| <i>Larga utilización</i> | -4,1% | 0,0% | 2,0% | 1,5% | 1,0% | -2,1% |
| <i>THP</i> | -3,6% | 0,0% | 2,0% | 1,5% | 1,0% | 0,8% |
| <i>Tarifa G.4</i> | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 1,5% | 1,0% | 2,8% |
| <i>Tarifas T</i> | -5,2% | 0,0% | 2,0% | 1,5% | 1,0% | -0,8% |
| <i>Tarifas R</i> | -5,2% | 0,0% | 2,0% | 1,5% | 1,0% | -0,8% |
| <i>Tarifas D</i> | -7,6% | -2,5% | 0,0% | 1,5% | -0,3% | -8,8% |
| Variación en Promedio global del conjunto de tarifas integrales | -3,63% | -2,90% | -1,00% | -2,22% | 0,412% | -9% |
| Variación de tarifa media de referencia | -3,63% | -5,57% | -4,85% | -1,52% | 0,32% | -14,50% |

Fuentes : RD tarifas y MINECO

Notas: (1) Descontando el efecto de ayudas al carbón en 1997.

(2) Incluye RDL 6/1999.

Cabe señalar que, desde la liberalización eléctrica hasta 2002, la disminución acumulada registrada en aquellas tarifas integrales contratadas en mayor medida por los clientes domésticos -tarifas 2.0 y 2.0 N- asciende a un 12,5% en términos nominales, caída muy superior a la registrada en el resto de las tarifas integrales.

Entre 1997 y 2002, aquellas tarifas que han registrado una mayor caída en términos nominales, después que las tarifas integrales de los clientes domésticos, son las tarifas D aplicables a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 (8,8%).

El cuadro 3 presenta las variaciones acumuladas registradas entre 1997 y 2002 en los precios de los consumidores tipo domésticos e industriales en distintos países europeos publicados por Eurostat, si bien otras estadísticas de precios

internacionales de electricidad son las publicadas por la Agencia Internacional de la Energía (OCDE), Unipede, el Observatorio Europeo de Precios, Electricity Association y National Utility Service. Es importante señalar la fuente utilizada, pues en las comparaciones internacionales de precios se observa cierta heterogeneidad en los resultados obtenidos, llegando incluso a ser, en algunos casos, contradictorios, dependiendo de la fuente de información utilizada.

De toda la información de precios de consumidores tipo publicados por Eurostat, se ha seleccionado la correspondiente a un consumidor tipo doméstico y tres industriales de bajo, medio y alto consumo eléctrico.

Cuadro 3. VARIACIONES DE PRECIOS DE ELECTRICIDAD EN EUROPA. TASA DE VARIACIÓN ACUMULADA EN EL PERIODO 1997-2002

| CONSUMIDOR TIPO DOMÉSTICO | | CONSUMIDORES TIPO INDUSTRIALES | | | | | |
|----------------------------------|--|---------------------------------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| Db | | lb | | le | | li | |
| | Consumo anual Hasta 1.200 kWh | Pot. Cont = Horas ut = | 50 kW 1.000 | Pot. Cont = Horas ut = | 500 kW 4.000 | Pot. Cont = Horas ut = | 10.000 kW 7.000 |
| Reino Unido | -15% | Suecia | -44% | Alemania | -34% | Suecia | -19% |
| Bélgica | -13% | Austria | -41% | Suecia | -22% | Luxemburgo | -18% |
| España | -13% | Reino Unido | -37% | España | -21% | Noruega | -16% |
| Austria | -7% | Alemania | -31% | Reino Unido | -19% | Alemania | -14% |
| Francia | -5% | Italia | -17% | Francia | -12% | España | -11% |
| Luxemburgo | -3% | Portugal | -15% | Portugal | -9% | Portugal | -7% |
| Finlandia | -1% | Francia | -15% | Luxemburgo | -8% | Bélgica | 4% |
| Alemania | -1% | Bélgica | -12% | Noruega | -1% | Grecia | 14% |
| Portugal | 0% | Noruega | -6% | Finlandia | -1% | Irlanda | 19% |
| Grecia | 4% | España | -5% | Bélgica | 2% | Italia | 32% |
| Holanda | 5% | Finlandia | -4% | Italia | 11% | Austria | - |
| Suecia | 12% | Luxemburgo | 0% | Grecia | 13% | Dinamarca | - |
| Irlanda | 18% | Irlanda | 1% | Irlanda | 28% | Finlandia | - |
| Noruega | 21% | Grecia | 14% | Dinamarca | 37% | Francia | - |
| Dinamarca | 31% | Dinamarca | 34% | Austria | - | Holanda | - |
| Italia | 47% | Holanda | - | Holanda | - | Reino Unido | - |

Fuente: Eurostat

Según la información publicada por Eurostat, España está en el grupo de cabeza de países del entorno europeo donde más han disminuido los precios de consumidores tipo domésticos e industriales en el periodo de liberalización eléctrica, si bien dichas reducciones han sido superiores para los consumidores industriales elegibles que han acudido al mercado y para los consumidores domésticos acogidos a tarifa integral. Por el contrario, las caídas en los precios eléctricos han sido inferiores para los consumidores industriales de bajo consumo eléctrico conectados en baja tensión.

Llama la atención que el artículo 7.5 de la Propuesta de Real Decreto establece que la variación de la tarifa media o de referencia se distribuirá entre las distintas tarifas integrales, así como entre las distintas tarifas de acceso, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, pero, en última instancia, la Propuesta de Real Decreto no describe de forma explícita cómo se realizará el reparto de dicha variación.

c) Tratamiento de la composición de la demanda

Otro aspecto no considerado en la metodología propuesta se refiere a la falta de un mecanismo de revisión de la tarifa media debido a las diferencias en la composición de la demanda considerada.

La diversidad de pagos entre consumidores (a tarifa integral y a mercado) y la discrepancia entre la estructura de consumos prevista y la real, explica una parte de las desviaciones de previsión registrados en la facturación de los ingresos del sistema.

Es decir, se producen diferencias entre los ingresos previstos y reales, no sólo por las desviaciones de previsión registrados entre la demanda prevista y la real (variable considerada para revisar la tarifa media a partir de un valor del 1%), sino, también, porque se puede haber registrado una diferente distribución de los

consumos entre los distintos grupos de clientes (efecto composición de la demanda) respecto a la estructura prevista inicialmente en el ejercicio tarifario.

Se pueden registrar diferentes “efectos composición de la demanda” que explican las discrepancias entre los ingresos previstos y los reales.

- La diferente participación efectiva en el mercado de los consumidores elegibles respecto a la prevista en el ejercicio tarifario.
- La diferente composición de los consumos entre los distintos grupos tarifarios respecto a la prevista inicialmente.
- La diferente composición de los términos de facturación de las tarifas integrales y de acceso (potencia contratada y energía consumida) respecto a la prevista inicialmente.

El cuadro 4 muestra, a modo de ejemplo, el efecto sobre los ingresos del sistema de una diferente composición de la demanda entre mercado y tarifa integral. De los numerosos ejercicios posibles se presentan únicamente dos. Por una parte, se analiza el impacto sobre los ingresos del sistema y sobre los ingresos sujetos a liquidación (excluyendo el precio del mercado) por haber previsto, un consumo a tarifa integral en baja tensión superior al real. Por otra parte, se realiza el mismo ejercicio pero esta vez calculado sobre clientes en media tensión. Así mismo, se han considerado dos escenarios de precios de mercado (precios de mercado 2001 y de 2002).

Cuadro 4

Trasvase de consumo de Tarifa Integral a Mercado

A) Escenario de precios de mercado de 2001

| | 1% sobre consumo a tarifa integral | | 1,5% sobre consumo a tarifa integral | | 3% sobre consumo a tarifa integral | |
|--|------------------------------------|--------|--------------------------------------|--------|------------------------------------|--------|
| | NT0 | NT1 | NT0 | NT1 | NT0 | NT1 |
| Impacto sobre ingresos totales del sistema (miles €) | -20.828 | -681 | -31.242 | -1.021 | -41.656 | -1.362 |
| Impacto sobre ingresos liquidados (miles €) | -58.702 | -5.578 | -88.053 | -2.789 | -117.404 | -5.578 |

B) Escenario de precios de mercado de 2002

| | 1% sobre consumo a tarifa integral | | 1,5% sobre consumo a tarifa integral | | 3% sobre consumo a tarifa integral | |
|--|------------------------------------|--------|--------------------------------------|--------|------------------------------------|--------|
| | NT0 | NT1 | NT0 | NT1 | NT0 | NT1 |
| Impacto sobre ingresos totales del sistema (miles €) | -10.380 | 670 | -15.571 | 1.005 | -20.761 | 1.340 |
| Impacto sobre ingresos liquidados (miles €) | -58.702 | -5.578 | -88.053 | -2.789 | -117.404 | -5.578 |

Fuentes: CNE Y OMEL

En definitiva, se considera que, además de las desviaciones de previsión de la demanda total, otra de las variables de revisión de la tarifa media que debería ser incluida es la composición de la demanda real respecto a la considerada en el ejercicio de previsión, por lo cual el Ministerio de Economía debería facilitar en todo ejercicio tarifario la estructura de los consumos y potencias facturadas previstas, que se compararía con la distribución efectiva de los consumos hasta dos ejercicios tarifarios posteriores.

Tercera.- Incidencia de la propuesta en el modelo actual de funcionamiento del sector.

La metodología de cálculo de la tarifa media que se propone introduce modificaciones importantes en el diseño del modelo de funcionamiento del sector eléctrico contemplado en la Ley 54/1997. Los principales aspectos que se consideran modificados por esta propuesta de metodología, y que serán analizados a lo largo de este informe son:

- ✓ Se establece un límite máximo anual de crecimiento de la tarifa media o de referencia.
- ✓ Se define un sistema de revisión de los parámetros utilizados para el cálculo de las tarifas, para considerar los valores reales en las tarifas de los años siguientes.
- ✓ El coste de la producción de energía eléctrica se valora de forma diferente a lo contemplado en el artículo 17 de la Ley 54/97, que establecía que se determinará atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción. En este sentido, procede destacar la tramitación de una propuesta de enmienda para su inclusión en el Proyecto de Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social por la que se modifica el ya citado artículo 17, apartado 1, letra a).
- ✓ Se modifica el sistema de recuperación de los costes de transición a la competencia al introducir una revisión de las cantidades que se cobran cada año.
- ✓ Se reconoce el déficit de ingresos que aparece en las liquidaciones de los años 2000, 2001 y 2002 y se permite su titulización.

Cuarta.- Mejoras que introduce la propuesta: transparencia y eliminación de incertidumbres regulatorias.

La Propuesta de Real Decreto establece tres elementos que introducen transparencia y reducen la incertidumbre regulatoria hasta 2010, necesarios en toda metodología tarifaria y de los que carecía el procedimiento tarifario actual.

a) Determinación de los costes del sistema

En primer lugar, la Propuesta de Real Decreto en su artículo 3 determina el cálculo de los costes previstos para retribuir las actividades del sector.

Por una parte, cabe señalar que para calcular los costes previstos del sistema se considera el ámbito nacional, es decir, tanto los costes peninsulares, como extrapeninsulares e insulares.

Por otra parte, la Propuesta de Real Decreto incluye como costes de distribución, hasta el año 2007, los costes de distribución de los sujetos acogidos al régimen de retribución transitorio establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. En particular, estos costes se determinan en la Propuesta de Real Decreto a partir del margen resultante de la previsión de la facturación neta de las adquisiciones de energía eléctrica a tarifa que realicen estos distribuidores menos la de las ventas de energía a sus consumidores a tarifa.

Por último, el coste medio de generación previsto en la determinación de la tarifa media, durante el periodo transitorio, se establece, según el artículo 5 de la Propuesta, teniendo en cuenta, por una parte, el valor de 3,6061 céntimos de €/kWh para la generación de instalaciones de producción de régimen ordinario que estaban autorizadas a 31 de diciembre de 1997 pertenecientes a las sociedades con derecho a cobro de CTC y, por otra parte, las mejores previsiones del precio del gas para la generación de los nuevos Centrales de Ciclo Combinado.

b) Cobertura de costes tarifarios

En segundo lugar, la Propuesta de Real Decreto define, dos nuevos conceptos de costes que surgen porque los ingresos sujetos a liquidación han sido insuficientes para cubrir los costes con cargo a las tarifas de años anteriores a 2003. Estos

costes son el déficit de ingresos de actividades reguladas hasta 2003 y la revisión de costes de generación de extrapeninsulares de los años 2001 y 2002.

Al margen de que sea necesario analizar las causas que explican la evolución reciente de los elevados precios del mercado de producción, como se analizará más adelante, se considera que las tarifas deben cubrir los costes de suministro. En este sentido, desde un planteamiento meramente tarifario se opina que es adecuado corregir estas desviaciones de previsión, que hubieran supuesto, para recuperar dichos costes en un solo año, elevar las tarifas integrales en un 9%.

c) Revisión de la tarifa media por las desviaciones de previsión cometidos en los dos años anteriores

En tercer lugar, en el artículo 6 de la Propuesta de Real Decreto se determinan ciertas revisiones tarifarias en función de las variaciones de algunos de los parámetros que son utilizados en el ejercicio tarifario, a partir de determinados umbrales. Debido a que las tarifas deben cubrir adecuadamente los costes del sistema y que todo ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, la introducción de un mecanismo de revisión de las previsiones realizadas en la elaboración de las tarifas, para tener en cuenta las diferencias entre los valores de los parámetros previstos y los reales, se considera un sistema acertado para garantizar la suficiencia de las tarifas y la recuperación de los costes incurridos, contribuyendo con ello a que no se produzcan situaciones de desequilibrios entre los ingresos del sistema en aplicación de las tarifas y los costes que se producen en cada una de las actividades del sector. La existencia de estos mecanismos de revisión permitirán enviar la señal económica correcta a los agentes, en el sentido de que en el sistema eléctrico español se recuperan los costes en los que se incurre, a causa de factores exógenos fuera del control de los agentes. En la medida que los mecanismos de revisión sean más ágiles, se evitará que los desequilibrios anteriores sean importantes y que se “arrastren” volúmenes económicos considerables de un ejercicio tarifario al siguiente.

Por ello, se recomienda que se analice la posibilidad de introducir revisiones más frecuentes a las previstas en el artículo 6 de la propuesta de Real Decreto, si las diferencias entre los valores de los parámetros previstos y los reales alcanzan cotas significativas.

Quinta.- La metodología propuesta y el principio de suficiencia de ingresos.

Como ya ha quedado señalado, entre los principios que deben regir una metodología de tarifas está el de suficiencia de ingresos. La propuesta que se informa se ha desarrollado bajo el principio de establecer un límite máximo anual al incremento de la tarifa durante el periodo 2003-2010. Según se describe en la memoria económica que acompaña a la propuesta, la metodología cumple, entre otros, el objetivo de contribuir a la estabilidad macroeconómica del país y se fijan, por ello, unos límites de crecimiento de las tarifas, de forma que si la evolución de las mismas resulta en algún año positiva, la subida nunca superará el 2%.

Ahora bien, las diferentes variables que inciden en la determinación de los costes e ingresos pueden influir en el cumplimiento del principio de suficiencia económica. Debe entenderse que los análisis económicos que preceden a la propuesta que se informa, parten de la hipótesis de que en el periodo considerado habrá mecanismos de mayor eficiencia de los mercados que garanticen la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes. En el supuesto de que así no ocurriera, deberían adoptarse en su momento las disposiciones adecuadas a tal fin.

Sexta.- Incidencia de la propuesta en el funcionamiento del mercado.

La limitación en el crecimiento anual de las tarifas, introduce un cambio importante en el diseño del modelo actual. Aunque no se dice explícitamente, puede entenderse que se está introduciendo un límite en los precios del mercado a los que venden los generadores y compran los suministradores, sin considerar

un aumento de los costes de la generación por encima de los previstos, dando la señal al mercado de que los precios no deben ser superiores a los considerados, por mejora de la eficiencia del mercado.

Este cambio importante que, entiende esta Comisión, se producirá en el funcionamiento del mercado por la aplicación de la metodología que se propone, debe ser considerado en cualquier caso como una nueva etapa, aprovechando su periodo de duración para hacer una reflexión completa y profunda del diseño del modelo de funcionamiento del sector eléctrico que se quiere introducir a futuro. Para ello, habrá que dar respuesta a muchas de las cuestiones que se han presentado como deficiencias del funcionamiento del modelo desde 1998 o desarrollos incompletos y que han sido detectadas por esta Comisión en diversos informes, en particular el que elaboró conjuntamente con el regulador portugués para el diseño del mercado ibérico de electricidad.

Séptima.- Incidencia de la propuesta en el desarrollo de la elegibilidad.

Otro de los objetivos que, según la memoria económica, se pretende cumplir es el de *permitir la plena elegibilidad para ejercer el derecho a todos los consumidores sin interferir en el mercado y garantizando el servicio en condiciones adecuadas*. Esta Comisión considera fundamental, para el desarrollo efectivo de la liberalización de los suministros, que ofrece a todos los consumidores la posibilidad de elegir su suministrador, que las tarifas reguladas que se definan no sean una opción discriminatoria frente a los precios y peajes que existen en el mercado libre. Si la regulación no llega a garantizar que estas asimetrías no se van a producir, en este caso mediante el diseño adecuado de la metodología de tarifas integrales, se estaría poniendo en riesgo el éxito de la liberalización. Por ello, en la medida que la metodología de tarifas se aleje del principio de traspasar los costes regulados de forma homogénea a los suministros que permanecen en las tarifas reguladas y a los consumidores que acuden al mercado, se estarán creando desequilibrios que introducirán arbitrajes, por motivos de asignación de

costes, entre la tarifa integral y la de acceso. Este es el motivo fundamental por el que en la propuesta de metodología de tarifas de acceso que elaboró la CNE en el mes de diciembre de 2001, se consideraba a las tarifas de acceso como un componente de las tarifas integrales.

Octava.- Previsión de los costes de producción.

La composición del parque de generadores que finalmente funcione, siendo unidades de producción del régimen ordinario o del régimen especial, influye de forma importante en la determinación de los costes totales de la producción. En la metodología propuesta se establece el método de calcular el coste de producción de cada tipo de central distinguiendo según el régimen de funcionamiento de cada instalación: régimen ordinario, diferenciando entre centrales con y sin derecho a CTC, régimen especial establecido en el Real Decreto 2366/1994, régimen especial establecido en el Real Decreto 2818/1998 o régimen especial que participa voluntariamente en el mercado. En la medida que el coste de producción de cada tipo de instalación es diferente, es necesario hacer hipótesis sobre la previsión de la participación en el mercado de cada una de ellas. Esto supone que hay que hacer ejercicios de previsión de cómo se van a comportar los agentes en el desempeño de actividades liberalizadas. Evidentemente este tipo de previsiones es necesario hacerlas siempre que se calculan tarifas que incorporan el coste de producción. La evaluación de estas hipótesis en un horizonte temporal tan largo, introduce importantes incertidumbres sobre lo acertado de las previsiones, en particular las que se hacen sobre el precio de los combustibles.

Para calcular el coste medio de la energía a incluir en la tarifa media o de referencia, en el artículo 5 de la Propuesta de Real Decreto se establece un método a aplicar durante el periodo considerado que segmenta el cálculo del mismo, en función de la energía generada por dos grupos de instalaciones. En definitiva, considera que el precio medio previsto de las instalaciones del régimen ordinario autorizadas a 31 de diciembre de 1997 será de 3,6061 cent€/kWh.

Por otra parte, para el resto de las instalaciones, la Propuesta establece que el precio medio de mercado de producción se estimará teniendo en cuenta las mejores estimaciones del precio del gas en el ejercicio de que se trate.

Es importante destacar que, si bien se tiene en cuenta la segmentación de la generación de dichas instalaciones en el cálculo del coste de generación de la tarifa media, en la realidad hay un único mercado, y, por tanto, no hay garantías de que las nuevas Centrales de Ciclo Combinado puedan obtener un precio equivalente al precio incluido en las proyecciones de variaciones de la tarifa media incluida en la Memoria que acompaña a la Propuesta (3,714 cent€/kWh).

Por tanto, se considera que dicha segmentación en el cálculo del coste de generación a incluir en la tarifa media puede no proporcionar las señales necesarias para incentivar la inversión en Centrales de Ciclo Combinado, al menos en el corto plazo, donde la generación de estas centrales de Centrales de Ciclo Combinado es minoritaria.

Por último, se considera necesario, por una parte, que se haga explícito cómo se ha establecido el precio medio para las nuevas unidades de generación y, por otra parte, que se determine la referencia para fijar el precio de gas sobre el que se realizarán “las mejores previsiones”, a las que hace referencia el artículo 5 apartado b) de la Propuesta de Real Decreto.

Novena.- Modificación en los mecanismos de recuperación de los CTC's.

En la propuesta de Real Decreto se introducen dos nuevos mecanismos para la recuperación de los CTC's. En el artículo 4 se incorpora un mecanismo de revisión de las cantidades fijadas en la tarifa de cada año. En el artículo 7 se introduce una hipótesis de recuperación lineal durante el período 2003-2010 de la cantidad máxima de CTC's.

Estas modificaciones pueden considerarse en principio positivas por otorgar una mayor certidumbre a las empresas para la recuperación de los CTC's.

En cualquier caso, se entiende que estas previsiones de recuperación de los CTC's están referenciadas al precio máximo de 3,6061c €/kWh contemplado en la Ley 54/1997. Por consiguiente, debe quedar muy claro que la recuperación máxima de los CTC's está ligada a dicho precio, de forma que ante precios superiores se aplicará el sistema de diferencias contemplado en la Disposición Transitoria Sexta, con la pérdida correspondiente del exceso y ante precios iguales o inferiores a los 3,6061c €/kWh, se efectuará la recuperación de los CTC's, en los términos que prevé la Disposición Transitoria Sexta de la citada Ley 54/1997.

Décima.- Análisis del déficit tarifario.

Tal y como se describe en la memoria justificativa que acompaña a la propuesta, el déficit tarifario aparece cuando el ingreso de las empresas distribuidoras en aplicación de las tarifas de acceso y las tarifas integrales es insuficiente para cubrir los costes del transporte, distribución, gestión comercial realizado por los distribuidores, prima por el consumo de carbón autóctono, compras de energía al régimen especial y el coste de generación de clientes a tarifa integral.

Los dos factores por los que se produce el déficit son, o que se producen unos ingresos por tarifas de acceso e integrales menores que los previstos en el expediente de tarifas por desviaciones en las previsiones: del consumo, del desglose del mismo por grupos tarifarios y de la participación efectiva de clientes que acuden al mercado respecto a lo previsto en el Expediente de tarifas, o porque los costes que es necesario cubrir con los ingresos son superiores a los previstos en el ejercicio tarifario.

El déficit que se produce en los años 2000, 2001 y 2002, tiene su origen, fundamentalmente, en la elevación del precio resultante del mercado, en comparación con los precios de la generación considerados en las tarifas integrales.

Tal y como están definidos los CTC en la Ley 54/97, son una componente de la retribución de las empresas generadoras para compensar situaciones de precios del mercado que estén por debajo de los 3,6061 cent€/kWh., considerando, además, que las cantidades recibidas por exceso de precios en el mercado se descuentan de las cantidades pendientes a cobrar en el futuro por CTC. Según esto, el mecanismo utilizado en la normativa para repercutir el déficit ocasionado, en mayor parte, por la elevación de los precios del mercado, hace que el concepto de déficit sea asimilable a “un CTC negativo”. Por consiguiente, si se reconoce el déficit aparecido en el sistema como consecuencia de elevación de precios por encima de los 3,6061 cent€/kWh que ha ocasionado que las empresas hayan recibido unos ingresos adicionales a los previstos vía el mercado, se estará reconociendo que se traspasan al consumidor los precios reales que se producen en el mercado independientemente de lo fijado en las tarifas. Esta medida que en esencia es positiva, como se ha señalado en consideraciones anteriores, al trasladar a las tarifas los costes reales que se producen en el mercado de producción, y permite paliar el desfase provocado por la baja previsión del coste de generación en la tarifa de cada año, como se señala en memoria justificativa, debe ser aplicada con precaución atendiendo a las otras causas que han provocado el déficit que se quiere traspasar a las tarifas de los próximos años. Así, si de acuerdo con lo que también se afirma en la memoria justificativa la causa del déficit es por “precios de mercado elevados artificialmente”, parece evidente que la parte del déficit que se hubiese originado por este motivo, no debe trasladarse al consumidor en ningún caso, al margen de otras actuaciones que debieran realizarse.

En el Anexo 3 de este informe se incluye una gráfica con la evolución de los precios del mercado durante el año 2001 y hasta noviembre de 2002. Esta valoración del comportamiento de los agentes, que desde el punto de vista del análisis de posibles prácticas anticompetitivas presenta dificultades importantes por su complejidad y en la obtención de pruebas determinantes, sin embargo si que debe ser utilizada en la decisión discrecional que se reserva el Gobierno para

calcular el déficit que debe ser traspasado a los consumidores y que tiene su origen fundamentalmente en la elevación de precios del mercado.

Otro aspecto a tener en cuenta en el análisis del funcionamiento del mercado, y que debe ser motivo de reflexión, se refiere a las experiencias ocurridas en otros países, en particular, del Reino Unido.

Al inicio del proceso de liberalización existía un importante nivel de concentración en las empresas generadoras, que fueron separadas legalmente de las empresas suministradoras, con un modelo de funcionamiento de pool mandatorio. Fueron frecuentes las quejas de los consumidores sobre el incremento de los precios del pool (20 % en julio 1992), ya que las generadoras tenían poder de mercado y lo ejercían de manera significativa, por ello, en 1994 la Dirección general de Electricidad acordó dos actuaciones con National Power y PowerGen, para evitar la denuncia de su posición dominante ante la Comisión de Monopolios y Fusiones.

La primera condición fue el compromiso de vender de 6000 MW de capacidad de generación y la segunda el establecimiento de un *price cap* en generación entre el 1 de Abril de 1994 y 31 de Marzo de 1996. Después de dos años de funcionamiento, se dio paso a los estudios para la reforma del mercado mayorista del Reino Unido, optándose, en primer lugar, por un proceso de desinversión de activos en las empresas generadoras dominantes sin introducir otros cambios en el diseño de mercado. Sin embargo, como consecuencia, ello condujo a una situación en la que no se apreciaron mejoras en el funcionamiento de mercado, aunque si un aumento importante del nivel de inversión en capacidad de generación.

Con posterioridad y ya recientemente, se ha procedido a un cambio completo del modelo con la desaparición del pool mandatorio, pasándose a la contratación bilateral entre los agentes y manteniendo tan sólo un mercado de desvíos. Como resultado de todo ello, se ha producido, una importante disminución de los precios (alrededor del 40%).

Undécima. - Análisis de los coeficientes del reparto del déficit.

Sobre los coeficientes de reparto del déficit entre las empresas, que se incluyen en el anexo de la propuesta de Real Decreto, esta Comisión, desconoce la metodología de cálculo de los mismos, así como la justificación o motivación que permita abordar un análisis del sistema de cálculo del reparto del déficit, en relación con el cual, existe una pluralidad de soluciones. Por todo ello, esta Comisión no puede pronunciarse al respecto.

Duodécima.- Revisión de los costes de extrapeninsularidad

Sobre el reconocimiento de los costes correspondientes a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular de los años 2001 y 2002, cifrados según la memoria económica en 127,6 M€ (21.235 MPTA), esta Comisión no puede pronunciarse al desconocer el método de cálculo de los mismos.

No obstante lo anterior ha de tenerse en cuenta que, como consecuencia de las distintas cuestiones surgidas en la tramitación de las solicitudes formuladas por el Grupo ENDESA en relación con las compensaciones definitivas de extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 1998, 1999 y 2000, el Consejo de Administración de la CNE, acordó, en fecha 1 de agosto de 2002, solicitar Dictamen de la Abogacía General del Estado-Dirección del Servicio Jurídico del Estado.

La Abogacía General del Estado-Dirección del Servicio Jurídico del Estado emitió Dictamen con fecha 8 de noviembre de 2002, en el que se establece: *“... las disposiciones adicionales segundas de los Reales Decretos 3490/2000 y 1483/2001, que aprobaron las tarifas para los años 2001 y 2002 respectivamente, expresamente declaran la provisionalidad de los costes permanentes fijados en los mismos hasta tanto se apruebe la reglamentación específica prevista en el*

artículo 12.1 de la LSE. En efecto, si la provisionalidad se establece por la falta de desarrollo reglamentario del artículo 12.1 de la LSE, esta provisionalidad ha de predicarse también de los ejercicios 1998 y 1999, puesto que tampoco en estos ejercicios se había aprobado, la reglamentación específica prevista en el artículo 12.1 de la LSE que es la causa de la provisionalidad.”

Finalmente debe señalarse que en la Memoria que acompaña a la propuesta que se informa se alude a los ejercicios 2000 y 2001 y no a 2001 y 2002.

Respecto a la cifra a incluir en tarifa hasta el 2010 correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen para 2001 y 2002 relativo al coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular, no está definida su cuantía ni su cálculo debido a que queda pendiente el desarrollo reglamentario del artículo 12 de la Ley 54/1997.

Así mismo, en la Memoria, aparecen unidos los costes de extrapeninsularidad y los del déficit, que no aparecen en la propuesta de Real Decreto, lo que debería modificarse.

Decimotercera.- La definición de los nuevos conceptos de costes: el déficit y los costes de extrapeninsularidad.

Se considera preciso que el Ministerio determine explícitamente las cuantías de ambos conceptos de costes a 31 de diciembre de 2002, de acuerdo con los datos de las liquidaciones eléctricas en lo que respecta al déficit tarifario.

La Propuesta de Real Decreto en su artículo 3 punto 9 establece que hasta el año 2010 se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos al que hace referencia la Orden de 21 de noviembre de 2000, generado a 31 de diciembre de 2002, por lo que queda pendiente la determinación de dicha cuantía,

así como las correspondientes anualidades en tanto no se disponga de dicha información a 31 de diciembre de 2002.

Se entiende, por tanto, que las proyecciones tarifarias contenidas en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Real Decreto se han realizado sobre una estimación del déficit a 31 de diciembre de 2002, que deberá, finalmente, ser revisada.

Si bien la Propuesta señala que ambos conceptos de costes (déficit de actividades reguladas y revisión de los costes de la generación extrapeninsular) se asimilarán como ingresos de actividades reguladas, no se conoce la categoría de ambos costes porque no se incluyen en el artículo 17.1 de la Ley 54/1997 ni tampoco en el artículo 2 del Real Decreto 1164/2001. Es importante explicitar la categoría de dichos costes para conocer, por una parte, si la situación de los mismos se va a realizar tanto con cargo a tarifas de acceso como a las integrales, y por otra parte, su inclusión en el proceso de liquidaciones.

Por una parte, la revisión del coste de generación de extrapeninsulares se podría considerar como un coste permanente, en la medida en que es un error de previsión de la compensación extrapeninsular en años anteriores, y que dicha compensación es considerada por la Ley del sector eléctrico como un coste permanente. De ser considerado un coste permanente se entiende que las variaciones de dicho coste serán asignadas tanto a las tarifas integrales como a las de acceso.

No obstante, por otra parte, no está clara la categoría del coste al que corresponde el déficit de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y, por tanto, no está claro cómo se deberá asignar este nuevo coste entre las tarifas integrales y las tarifas de acceso, durante el periodo transitorio.

Llama la atención que en el escenario de proyección 2003-2010 de la Memoria que acompaña a la Propuesta de Real Decreto, ambos conceptos de costes son

incluidos, conjuntamente, en la categoría de costes permanentes, lo que en este caso, aplicando la Ley del Sector Eléctrico, supondría tener que asignarlos tanto a las tarifas integrales como a las tarifas de acceso, mientras que el Art. 3 de la Propuesta de Real Decreto los define separadamente de los costes permanentes.

Por otra parte, no parece que sea imputable el coste del déficit de actividades reguladas a las tarifas de acceso debido a que no es un coste definido en el artículo 2 del Real Decreto 1164/2001.

No obstante, a pesar de lo indicado anteriormente, la imputación de dicho concepto de coste (déficit de ingresos de actividades reguladas) únicamente a los clientes acogidos a tarifa integral, llevaría a elevar las tarifas integrales para recuperar dicho coste. La aplicación de la elegibilidad a todos los consumidores en 2003 puede dar lugar a que, para evitar los aumentos en tarifas integrales derivados de la financiación del déficit de ingresos de actividades reguladas, los clientes acudan al mercado, con el consiguiente riesgo en la recuperación de dicho coste.

El riesgo de no recuperación del coste del déficit de actividades reguladas en el caso de imputarlo únicamente a los clientes a tarifa integral y el efecto adverso sobre la elegibilidad de imputarlo también en las tarifas de acceso, hace que sea necesario que el Ministerio defina explícitamente la categoría y la asignación que vaya a realizarse de ambos conceptos de costes entre las tarifas de acceso e integrales durante el periodo transitorio.

Decimocuarta.- Modificaciones del Real Decreto 2017/1997 del sistema de liquidaciones.

Sobre las modificaciones del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de liquidaciones, se consideran adecuados los cambios que se proponen en las disposiciones adicionales segunda tercera y quinta.

Por el contrario, no se considera adecuada la propuesta de modificación del artículo 14 del citado Real Decreto, que tiene como consecuencia la modificación del orden de prelación para el cobro de los CTC, y se concede a los planes de financiación extraordinarios, una precedencia en el cobro antes de las cantidades de las asignaciones general y específica. Este cambio, supone una modificación importante del artículo 18 del Real Decreto 2017/1997, que establece la posibilidad de que se aprueben planes de financiación extraordinarios con cargo a la asignación específica, pero sin que tengan precedencia en el cobro a las propias cantidades destinadas a las asignaciones general y específica, afectando con ello a las condiciones de recuperación de los CTC de las distintas empresas. Según el procedimiento de liquidaciones de las actividades reguladas, lo que unas empresas ingresan, otras dejan de hacerlo o incluso tienen que soportar un posible déficit. Con lo que el hecho de que a una empresa se le garantice un cobro se hace con cargo al resto de empresas con derecho a la percepción de CTC.

Adicionalmente, se quiere señalar que en la actualidad el único plan de financiación extraordinario que ha sido aprobado por el Ministerio de Economía es el plan de financiación de la empresa ELCOGÁS, S.A., mediante la Orden Ministerial de 10 de octubre de 2001. Dicho plan, que fue informado positivamente de esta Comisión, fue aprobado bajo el marco normativo establecido en el Real Decreto 2017/1997. En otro marco normativo distinto, como el que se pretende establecer con la modificación que se propone, cabe la posibilidad de que las conclusiones de la CNE en la valoración del plan de financiación hubieran sido distintas.

IV. COMENTARIOS ESPECÍFICOS AL ARTICULADO DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

Adicionalmente a los comentarios que se señalan a continuación, en el anexo 4 se incluyen algunas erratas que se han identificado en el texto de la propuesta de Real Decreto.

a) Artículo 2. Determinación de la demanda prevista

En primer lugar, cabe señalar que, si bien se establece que la demanda prevista se calculará aplicando la variación real de la demanda en el año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, sobre el consumo real en ese mismo año móvil, sería conveniente, por una parte, indicar que el consumo real se obtendrá a partir de la información remitida por las empresas para llevar a cabo el proceso de liquidaciones de las actividades reguladas y, por otra, especificar el mes de cierre considerado, habida cuenta de los decalajes entre el consumo real y el consumo facturado (véase cuadro 7).

Cuadro 5. Análisis de los decalajes entre el mes de consumo y el de facturación.

| Mes de facturación | | | |
|--------------------|--------|--------|--------|
| | DIC-01 | ENE-02 | FEB-02 |
| NT0 | 20% | 77% | 98% |
| NT1 | 14% | 86% | 96% |
| NT2 | 28% | 94% | 97% |
| NT3 | 43% | 94% | 98% |
| NT4 | 33% | 92% | 98% |

Fuente: CNE

En segundo lugar, si bien el análisis de la evolución del consumo, tanto a nivel agregado como por grupos tarifarios, es fundamental tanto para realizar las previsiones sobre el cierre del ejercicio en curso, como para establecer la composición de la demanda por grupos tarifarios, el decalaje entre los consumos facturados y reales, hace aconsejable que para realizar la previsión del consumo para el ejercicio siguiente, se tome como principal referencia la previsión de demanda en barras de central del Operador del Sistema. Es decir, se considera que el procedimiento más adecuado para prever la demanda en consumo es partir de la previsión de demanda en barras de central que realice el Operador del Sistema y aplicar las pérdidas que se determinen, en lugar de que éste realice la mejor estimación del balance de energía considerando la previsión de consumo según la media móvil del consumo, como se deduce del contenido los artículos 2 y 3.2 de la Propuesta.

Por último, de la lectura del artículo parece deducirse que está pendiente el desarrollo de la Orden Ministerial mediante la que se establecerá el procedimiento de cálculo de las pérdidas.

b) Artículo 3. Determinación de los costes previstos para retribuir las actividades

5. Costes de Comercialización

En primer lugar, cabe señalar que, al contrario que ocurre con el resto de la partidas de costes, no se hace mención explícita a la incorporación de los costes de Gestión Comercial insulares y extrapeninsulares.

En segundo lugar, dada la redacción del artículo, no queda claro si el coste de Gestión Comercial será el resultado de aplicar la fórmula de actualización establecida en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, o bien si será

el resultado de aplicar el coste unitario actualizado de los clientes a tarifa, de la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 a la totalidad de los clientes, con independencia si están acogidos a tarifa integral o han acudido al mercado. En el siguiente cuadro se resume la diferente cuantía del coste de Gestión Comercial a obtener con ambos procedimientos.

Cuadro 6. Gestión Comercial OM 14 junio de 1999 y Real Decreto 2829/1998.

| | Gestión Comercial (Miles €) | | |
|------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------|
| | OM 14-jun-99 (A) | R.D. 2819/1998 (1) (B) | Diferencia (A)-(B) |
| 1998 | 246.270 | 233.469 | 12.801 |
| 1999 | 258.810 | 238.163 | 20.647 |
| 2000 | 274.344 | 244.372 | 29.973 |
| 2001 | 287.921 | 250.852 | 37.069 |
| 2002 | 287.134 | 255.869 | 31.265 |

(1) El Coste de Gestión Comercial de 1998 se establece según la OM de 14 de junio de 1999, en el apartado de reasignación de costes de distribución.

c) Artículo 5. Precio medio previsto del mercado de producción correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario.

En la Propuesta de Real Decreto se establece que el precio medio del mercado de producción en régimen ordinario de aquellas instalaciones sin derecho al cobro de CTC se estimará teniendo en cuenta las *mejores previsiones del precio del gas* en el ejercicio de que se trate.

Se considera que sería necesario, con el objeto de introducir seguridad regulatoria, especificar la variable de precio de gas empleada en el cálculo del precio medio previsto del mercado de producción.

d) Artículo 6. Revisión de las previsiones de años anteriores.

La Propuesta de Real Decreto establece que en el cálculo de la tarifa media o de referencia se incluirán las revisiones de la previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores bajo unos determinados supuestos.

En primer lugar, se considera necesario justificar los valores a partir de los cuales se produce la revisión de la tarifa media o de referencia.

En segundo lugar, debe especificarse el tipo de interés establecido en el apartado 2, sobre el cual se realizarán las revisiones de las previsiones de los costes de transporte, distribución y gestión comercial. No obstante, cabe señalar, que el tipo de interés afecta al transporte, pero no, según el Real Decreto 2819/1998 a la retribución de la distribución ni a la gestión comercial, como señala el artículo 6.2 de la Propuesta de Real Decreto y sí a la actualización de las anualidades del stock del carbón, prima del carbón autóctono, déficit de ingresos de actividades reguladas, revisión del coste de generación extrapeninsular y cálculo lineal de los CTC pendientes.

ANEXO

ERRATAS Y COMENTARIOS PARTICULARES A LA PROPUESTA DE REAL DECRETO.

- Art.3.2 b)1 Primer párrafo:
Sustituir "*de 23 de diciembre, modificado por el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto*" por "**de 9 de diciembre**"
- Art.3.2 b)1 Segundo párrafo:
Sustituir "*tarifa media prevista*" por "*precio medio previsto*", ya que es éste el que se define en el párrafo siguiente.
Añadir lo indicado en negrita: "**incorporar en las redes de los *transportistas* y los *distribuidores***"
- Art.3.2 b)2 Segundo párrafo:
Añadir lo indicado en negrita: "**incorporar en las redes de los *transportistas* y los *distribuidores***"
- Art.3.2 b)3 Primer párrafo:
Añadir lo indicado en negrita: "**artículo 17, apartados dos y cinco, y artículo 21, del Real Decreto Ley**"
Añadir al final. "**Se incluirán en este epígrafe, asimismo, los costes y los incentivos que pudieran corresponder a las instalaciones a las que se refiere el artículo 17 apartado tres del citado Real Decreto Ley.**"
- Art.3.2 b)3 Segundo párrafo:
Añadir y modificar lo indicado en negrita: "**definido en el punto b del artículo 5 del presente Real Decreto, *excluida su componente de garantía de potencia, y al que se añadirá la prima***"
- Art.3.2 c)2:
Añadir y modificar lo indicado en negrita: "**precio previsto del mercado de producción en el punto b del artículo 5 del presente Real Decreto, *excluidas sus componentes de servicios complementarios y de garantía de potencia***".
- Art.3.2 c)3:
Añadir y modificar lo indicado en negrita: "**precio previsto del mercado de producción en el punto b del artículo 5 del presente Real Decreto, *excluidas sus componentes de servicios complementarios y de garantía de potencia***".
- Art.3.2 d)2: Primer párrafo:
Sustituir "*de 23 de diciembre, modificado por el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto*" por "**de 9 de diciembre**"
- Art.3.2 e)
Añadir y modificar lo indicado en negrita: "**precio previsto del mercado de producción de energía eléctrica en el punto b del artículo 5 del presente Real Decreto, *excluidas sus componentes de servicios complementarios y de garantía de potencia***".
- Art. 3.5:

Añadir al final del párrafo lo indicado en negrita: "**Estos costes se detallarán por empresas distribuidoras, e incluirán todas las empresas del territorio nacional**".

- Art. 3.7 Primer párrafo:

Añadir y modificar al final del párrafo lo indicado en negrita: "**Sector Eléctrico, y las compensaciones que les correspondan por adquisición de energía al régimen especial y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados. Asimismo, se incluirán en los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento los costes de las primas equivalentes correspondientes al régimen especial.**"

- Art. 3.7 Segundo párrafo:

Añadir y modificar el párrafo según lo indicado en negrita: "**Los costes de las primas equivalentes del Régimen Especial se determinarán valorando las previsiones de energía del artículo 3.2 b) del presente Real Decreto con:**

a) Para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/94, de 9 de diciembre, la diferencia entre los precios medios previstos en los artículos 3.2 b)1 y 5 b) del presente Real Decreto.

b) Para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/98, de 23 de diciembre, la prima correspondiente.

c) Para las instalaciones que ofertan voluntaria u obligatoriamente al mercado, las primas o los incentivos que les pudieran corresponder.

- Art. 3.8 b):

Añadir y modificar el párrafo según lo indicado en negrita: "**El montante total de los costes de las primas equivalentes del Régimen Especial**".

- Artículo 6.3:

Añadir y modificar el párrafo según lo indicado en negrita: "**Si los costes de las primas equivalentes del Régimen Especial resultan**".

VOTO PARTICULAR AL INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA APROBACIÓN O MODIFICACIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA MEDIA O DE REFERENCIA Y AL CONSIGUIENTE AUMENTO DE LA MISMA QUE SE PROPONE PARA EL PERÍODO 2003-2010, APROBADO POR LA COMISIÓN EL DÍA 4 DE DICIEMBRE QUE FORMULA EL CONSEJERO JAIME GONZÁLEZ GONZÁLEZ.

El presente voto particular tiene por objeto desarrollar en que se fundamentan las razones de mi voto contrario al informe de la CNE sobre el expediente de tarifas eléctricas 2003-2010, en el que se fija la metodología para su aprobación o modificación que se ha recibido del Ministerio de Economía el día 15 de noviembre de 2002.

En el oficio de remisión, el Gobierno solicita el informe preceptivo de la CNE en el ejercicio de sus funciones referidas en el apartado tercero 1. de la Disposición Adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos y de conformidad con el R.D. 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE.

El expediente de aprobación de las tarifas eléctricas es el acto regulatorio más importante del año. No en vano el art. 15 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico dice: *"las actividades destinadas al suministro de Energía Eléctrica serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas, los peajes y los precios satisfechos"*.

Se puede decir que la tarifa para cada año equivale a los Presupuestos Generales del Sector Eléctrico en su parte regulada y para ese ejercicio. Conviene resaltar que el sector regulado alcanzaba en julio del 2002 en torno al 70% lo que confirma la afirmación anterior.

Además, para los años comprendidos entre el 2003 y el 2010, el Gobierno ha decidido proponer una metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia así como las modificaciones legales a incorporar a la ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social para 2003, que le habilitan para ello. Esa metodología propuesta podría asimilarse al Texto Articulado de los Presupuestos Generales del sector eléctrico que, como he dicho antes, estarían constituidos por el expediente total de la tarifa eléctrica para el año 2003 y siguientes.

Se introducen modificaciones importantes en el diseño del modelo de funcionamiento del sector eléctrico contemplado en la Ley 54/1997 que abarcarían desde el estableciendo de un límite máximo de crecimiento anual de la tarifa media o de referencia, hasta el reconocimiento del déficit de ingresos que aparece en las liquidaciones de los años 2000, 2001 y 2002 permitiendo su titulización y pasando por la modificación del sistema de recuperación de costes de transición a la competencia, por la definición de un sistema de revisión de los parámetros utilizados para el cálculo de las tarifas o el cambio en la valoración del coste de la producción de energía eléctrica.

Todo ello haría imprescindible que los Organismos como la CNE que están en el proceso de aprobación en función de su capacidad de informe y propuesta, dispusieran de un plazo razonable para su estudio y en consecuencia para realizar sus aportaciones.

Ello no es posible cuando el Ministerio ha utilizado para solicitar el informe preceptivo de la CNE el procedimiento de tramitación de urgencia contemplado en el artículo 6 del Reglamento de la misma. Quince días naturales son insuficientes para la remisión al Consejo Consultivo de Electricidad de la totalidad del expediente, para que sus miembros estudien la propuesta,

elaboren sus opiniones previa consulta a su vez a los colectivos a los que representan ya que muchos de sus miembros son la voz de Grupos importantes, y redacten en base a ello sus alegaciones. Estas debían ser evaluadas por la CNE y junto a los propios estudios de sus servicios técnicos, debían permitir a su Consejo elaborar y remitir un informe acabado y completo al Ministerio de Economía, para su traslado a la Comisión Delegada de Asuntos Económicos y su posterior envío al Consejo de Ministros.

Ello era esta vez posible e importante y especialmente trascendente. La propuesta de Real Decreto remitido por el Gobierno ha sido producto de un pacto con el sector eléctrico largamente discutido a tenor de las informaciones aparecidas en la prensa. Ya a primeros de año aparecían ya las primeras noticias públicas: *“Las eléctricas negocian con el Gobierno una subida de la factura de la Luz”*, Diario el Mundo del 21 de marzo de 2002.

Esas informaciones se han ido repitiendo a lo largo del año y han culminado en Octubre y Noviembre con titulares como los siguientes:

- *“El nuevo marco de tarifas eléctricas prevé una subida fija anual del 1’4% más un 0’6% variable”* ABC 21.10.02
- *“Folgado dice: el nuevo marco tarifario está “prácticamente cerrado”* Agencia Efe 22.10.02
- *“Las Eléctricas resuelven el reparto de la nueva tarifa”* La Gaceta de los Negocios 25.10.02
- *“La tarifa eléctrica subirá 1’65 por ciento en 2003 y un mínimo del 1’4% hasta el 2010 según ENDESA”* Europa Press 29.10.02
- *“Las eléctricas se aseguran aumentos de tarifa hasta el 2010. Recibirán 3.684 millones de euros más con la nueva regulación”* Expansión 20.10.02

Curiosamente, y de manera simultánea, a lo largo de estos meses han ido apareciendo noticias que anunciaban una “próxima” remisión de la nueva metodología a la CNE, que nunca se concretaba.

- *“Economía remitirá próxima semana a CNE nueva metodología de tarifas”* Agencia EFE 30.09.02
- *“Economía remitirá próxima semana a CNE nueva metodología de tarifas”* Agencia EFE 20.10.02
- *“Economía prevé remitir esta semana a la CNE nuevo marco tarifario”* Agencia EFE 11.11.2002
- *“Economía remite a la CNE el nuevo marco que regula las tarifas eléctricas”* ABC 14.11.02

De todo ello queda claro que la CNE hubiera podido recibir con más tiempo la normativa a informar y que en ningún caso las premuras de tiempo deben recaer sobre los organismos que deben emitir informes externos que tienen como objetivo fundamental expresar opiniones desde los puntos de vista regulatorio, CNE ó de intereses concretos, Consejo Consultivo. En el caso de este último podían aportar opiniones grupos sociales que han quedado fuera de la negociación y que han manifestado a lo largo del proceso su interés no solo en opinar, sino en participar: Unión General de Trabajadores, Unión de Empresas Siderúrgicas, Organizaciones de Consumidores, etc..

A pesar de todo ello, la CNE está haciendo todos los esfuerzos posibles para cumplir los plazos impuestos por la decisión del Gobierno de utilizar la vía perentoria de la urgencia, aunque ello represente disfunciones y dificultades casi insalvables.

Así, los Servicios Técnicos de la CNE han realizado su informe sin tener en consideración la opinión del Consejo Consultivo. Este se reunió el día 2 de

diciembre y el Consejo de la CNE lo tuvo que hacer los días 3 y 4, al día siguiente, para tomar sus correspondientes decisiones. En definitiva, ocho meses para las negociaciones entre el sector y el Gobierno y días en algunos casos horas para que afectados tan importantes como los consumidores, sólo 22 millones, opinen sobre algo que les incumbe de manera notable.

Por último ¿Dispondrán del tiempo necesario el Ministerio de Economía, la Comisión Delegada de Asuntos Económicos y el propio Consejo de Ministros para estudiar primero y valorar después los informes y las propuestas que desde la CNE, desde el Consejo Consultivo se les remitan?

Y lo que es más importante, ¿existirá la voluntad de tenerlas en cuenta cuando todo parece indicar que el documento remitido por el Gobierno representa un pacto cerrado con el sector eléctrico, realizado al margen de otros muchos colectivos que tienen, no solo interés, sino mucho que ganar o perder con el citado acuerdo?

Da la impresión de que todo este proceso final no es sinó un trámite necesario para cumplir con la legalidad evitando así problemas futuros de esa naturaleza y de que el procedimiento seguido ha sido el siguiente:

Alcanzado el acuerdo básico en aspectos tan importantes como subidas, reconocimiento del llamado “déficit tarifario” y su titulización, cuantía fija de los CTC's a cobrar en el período, etc se ha construido el documento legal que le ampara. Nada más lejano a la elaboración de una metodología objetiva de determinación de tarifas. Así lo reconoce el propio informe de la CNE cuando dice: *“..se considera que la propuesta que se analiza no puede ser entendida como una metodología de elaboración de las tarifas que tuviera como objetivos en primer lugar la determinación de los costes esperados del sistema eléctrico,*

y después su reparto entre los consumidores, atendiendo a una asignación eficiente de los costes en que cada suministro hace incurrir al sistema”

Después de estas consideraciones previas y fundamentales que por sí mismas serían suficientes para sustentar un voto negativo a la propuesta, quisiera hacer un análisis sobre dos cuestiones del documento que son especialmente importantes en su conjunto: reconocimiento del llamado déficit tarifario e introducción de nuevos mecanismos para la recuperación de CTC's.

Ambos extremos, están íntimamente ligados al funcionamiento del mercado mayorista y por lo tanto a la formación en su seno del precio de la energía.

Efectivamente, en la pág. 3 del *“Informe sobre los resultados de la liquidación provisional nº 9 de 2002”* de la CNE se cuantifica la insuficiencia de los ingresos para atender las actividades reguladas en 1.133 Millones de Euros y se analizan sus causas diciéndose textualmente:

“Si bien son varios los motivos que coadyuvan a la formación del déficit, cabe citar como más destacable el superior coste de adquisición de la energía en el mercado organizado para los suministros a tarifa en relación al previsto en el expediente de tarifas”.

En la memoria justificativa elaborada por el Ministerio de Economía, del Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia se dice igualmente de manera textual:

“La causa que provoca este déficit la encontramos en un desfase entre el precio de la energía en el mercado y la previsión del mismo que se ha ido haciendo en los cálculos de la tarifa eléctrica de cada año”.

El “déficit tarifario” se estima en los documentos del Ministerio en 1.558 M€ (259.242 Millones de Pts) y se recuperará mediante su inclusión como un elemento de la tarifa por un importe anual de 233,81 M€ (38.963 Millones de Pts.) durante los 8 años del período 2003-2010. Además podrían ser objeto de titulación y por ello las empresas podrían cobrarlos íntegramente y por adelantado.

Sobre los CTC's se afirma en el informe de la CNE:

“En cuanto a como están definidos los CTC's en la Ley 54/1997, son un componente de la retribución de las empresas generadoras para compensar situaciones de precios del mercado que estén por debajo de las 6 pta/kWh, considerando además, que las cantidades recibidas por exceso de precios en el mercado se descuentan de las cantidades pendientes a cobrar en el futuro por CTC's”.

Queda claro por tanto que el elemento determinante para la existencia primero y la recuperación después del déficit tarifario y para el cobro de CTC's es la diferencia entre dos precios: el del mercado mayorista y el que se prevé para la determinación de la tarifa.

Para que esa diferencia sea creíble, ha de ser creíble que el precio de la energía en el mercado mayorista lo sea. Es decir, que el mercado mayorista reúna todas las condiciones necesarias de concurrencia, transparencia, no discriminación, etc. en una palabra, de competencia que permitan afirmar sin vacilaciones que no es manipulable y que nadie tiene poder sobre el mismo y que por lo tanto los precios que en él se forman son producto de la competencia.

En primer lugar algunos hechos objetivos sobre el funcionamiento del pool en los últimos meses y sobre algunas de sus características peculiares, que ponen en entredicho la exigencia anterior.

- El Ministerio de Economía en la memoria justificativa del Real Decreto que nos ocupa nos dice textualmente: *“La causa que provoca este déficit la encontramos en un desfase entre el precio de la energía en el mercado y la previsión del mismo que se ha ido haciendo en los cálculos de la tarifa eléctrica de cada año. Este desfase viene provocado por alguna, o las dos conjuntamente, de las causas siguientes:*
 - *Baja previsión del coste de generación en la tarifa de cada año.*
 - *Precios de mercado elevados artificialmente.*”

- En el Anexo 3 del informe de la Dirección Eléctrica elaborado para el Consejo de Administración de la CNE que versa sobre los precios en el mercado de producción en el período Diciembre 2001 – Enero 2002 se afirma en sus conclusiones:

“• Los precios del mercado eléctrico en el período considerado alcanzan valores muy superiores a los costes variables razonablemente incurridos en la producción de la energía por las unidades más caras empleadas.”

“• Existe cierta dificultad para definir con precisión el coste de oportunidad de las reservas hidráulicas en un mercado competitivo, debido a que el mercado eléctrico determina precios a nivel horario y éstos no son directamente comparables con los costes variables o marginales de producción de las centrales térmicas a las que podrían sustituir.”

- *Salvo por lo expuesto en este último punto, los precios registrados en el mercado de producción en el mes de diciembre de 2001, y en mayor medida los registrados en el mes de enero de 2002, no parecen compatibles con un funcionamiento competitivo del mercado de producción y una formación de precios basados en los costes de producción.”*
- Recientemente el Servicio de Defensa de la Competencia ha remitido al Tribunal de Defensa de la Competencia un expediente abierto a Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa al considerar que durante los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001 los precios de la energía eléctrica en el pool subieron de manera desproporcionada en relación con los precios de los factores de producción como consecuencia de determinadas prácticas de las citadas empresas.
- En relación con ello el 14 de noviembre del 2002 el Ministerio de Economía, en declaraciones a Estrella Digital, reconoce que es necesario perfeccionar el mercado mayorista de electricidad.
- En el sistema eléctrico español se ha liberalizado efectivamente a partir de 2002 el 28% de la energía, habiendo llegado a un 29% en el 2001. Las comercializadoras ligadas a las empresas dominantes, Endesa, Iberdrola, Unión FENOSA o Hidrocantábrico mantienen una cuota de mercado del 94%. Los datos de las cuotas de participación por Agentes en producción al final del último mercado en Octubre de 2002 son los siguientes:

| Generación | | |
|-------------------|-------------------------|----------------------------|
| | Octubre 2002 (*) | Enero -Oct 2002 (*) |
| END | 42,1% | 42,2% |
| GN | 1,9% | 1,0% |
| HC | 5,3% | 7,0% |
| IBL | 28,6% | 29,1% |
| OTROS | 6,1% | 4,2% |
| UEF | 12,2% | 12,2% |
| VIEGE | 3,9% | 4,3% |

| Distribución | | |
|---------------------|-------------------------|----------------------------|
| | Octubre 2002 (*) | Enero -Oct 2002 (*) |
| END | 23,8% | 24,9% |
| GN | 0,0% | 0,0% |
| HC | 4,2% | 4,1% |
| IBL | 24,3% | 25,2% |
| OTROS | 0,0% | 0,0% |
| UEF | 8,0% | 9,3% |
| VIEGE | 0,6% | 0,4% |
| | 61,0% | 63,9% |

| Comercialización Nacional | | |
|----------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| | Octubre 2002 (*) | Enero -Oct 2002(*) |
| END | 13,0% | 12,5% |
| GN | 1,5% | 1,4% |
| HC | 2,4% | 2,2% |
| IBL | 13,6% | 13,0% |
| OTROS | 0,6% | 0,6% |
| UEF | 4,4% | 4,4% |
| VIEGE | 0,0% | 0,0% |
| | 35,5% | 34,0% |

(*) Estos datos no son públicos hasta transcurridos tres meses

- El sistema eléctrico español mantiene un escaso comercio internacional, funcionando como una isla energética. El porcentaje medio de importaciones de una economía como la española oscila alrededor del 35% del consumo interno para la mayoría de los sectores productivos. En el caso de la electricidad apenas llega al 3% la interconexión eléctrica con Francia y por lo tanto con la mayoría de la UE asciende con importaciones en punta a un máximo de 14MW/año)
- En el sector eléctrico español la demanda es predecible casi minuto a minuto, con lo que la posibilidad de error de los productores en aras a que los precios del mercado sean máximos es pequeña ya que pueden ajustar al máximo sus movimientos de oferta.
- En el sector eléctrico español la oferta es igualmente predecible ya que las empresas conocen exactamente la curva de costes de sus competidores con lo que pueden calcular con relativa facilidad, sus reacciones en el mercado.
- En el sector eléctrico la demanda es rígida por tramos lo que permite a aquellos agentes que tienen poder de mercado aprovecharse de esa situación haciéndose difícil la aparición de los elementos contractuales que harían más elástica la demanda.
- La capacidad de almacenamiento es una amenaza para aquellos que tienen poder de mercado ya que constituye una defensa contra los desequilibrios entre oferta y demanda. En electricidad esto es imposible, con lo que desaparece un elemento compensador importante de ese poder de mercado.

- En los últimos días y en el entorno de la fecha del acuerdo Gobierno – Eléctricas los precios del mercado se han reducido sensiblemente no alcanzando los precios previstos en la determinación de la tarifa.

Todas estas consideraciones sobre las condiciones del mercado mayorista, los antecedentes citados que ponen en duda su funcionamiento competitivo en amplios períodos de tiempo, las propias afirmaciones contenidas en la memoria del Ministerio de Economía justificativa del Real Decreto, las declaraciones de miembros del Gobierno o su entorno, hacen afirmar a este Consejero que el llamado Déficit Tarifario, recordemos que asciende a la importante cantidad estimada de 1.538 Millones de Euros, no puede ser tenido en consideración y mucho menos reconocido como un nuevo coste del sistema y por lo tanto ser incluido en la proyección de las tarifas 2003-2010, con el correspondiente encarecimiento de la energía para los consumidores.

El informe de la CNE afirma en su análisis de Déficit Tarifario lo siguiente:

“Así , si de acuerdo con lo que también se afirma en la memoria justificativa la causa del déficit es por “precios de mercado elevados artificialmente”, parece evidente que la parte del déficit que se hubiese originado por este motivo, no debe trasladarse al consumidor en ningún caso, al margen de otras actuaciones que debieran realizarse.”

“Esta valoración del comportamiento de los agentes, desde el punto de vista del análisis de posibles prácticas anticompetitivas presenta dificultades importantes por su complejidad y en la obtención de pruebas determinantes, sin embargo si que debe ser utilizada en la decisión discrecional que se reserva el Gobierno para calcular el déficit que debe ser traspasado a los consumidores y que tiene su origen fundamentalmente en la elevación de precios del mercado.”

El informe que la Dirección de Energía Eléctrica elaboró para el Consejo de Administración afirma:

“En este sentido, el reconocimiento del déficit de años anteriores establece un precedente importante para que en sucesivas revisiones de las tarifas, se pueda reclamar por parte de las empresas eléctricas, cualquier déficit que se produzca como consecuencia de la elevación de precios del mercado, independientemente de los motivos por los que ésta se produzca.”

Así las alegaciones de UNESA al Real Decreto dicen: *“Deberían incluirse las necesarias cautelas para que ante situaciones que excedan el escenario en el que se enmarca el Real Decreto, pueda superarse el mencionado límite del 2%”*. Igualmente, en sus alegaciones escritas los principales Grupos Eléctricos hacen referencia a este extremo, advirtiendo que la metodología propuesta no garantiza que *“los nuevos déficits que se generen en años posteriores por esa decisión de la Administración tengan garantías de recuperación en el futuro”* (Iberdrola, alegaciones 29-11-02), o que *“debido a la limitación de las revisiones anuales de tarifas, la propuesta no permite asegurar la recuperación de los costes regulados, ni se recoge procedimiento alguno para el tratamiento de los déficits futuros”* (Endesa, alegaciones 28-11-02).

Si tenemos en cuenta estas cuestiones y observamos que se ha quebrado la línea marcada por la transitoria tercera del Real Decreto Ley 6/2000 de 20 de junio, que avanzaba el criterio del Gobierno de reducir las tarifas eléctricas para consumidores domésticos hasta el 9% en el período 2001-2003 y que este criterio se ha transformado, ya a partir del último año del citado período, 2003, en un incremento anunciado y fijo de la tarifa a lo largo de 8 años hasta un 2% anual, se plantean las dudas razonables de si la nueva “metodología” durará los 8 años previstos o de si transcurridos pocos años, la aparición de nuevos

“déficits tarifarios” producto del nulo funcionamiento del mercado eléctrico, no llevarán en el futuro a intentar de cambiar nuevamente de criterios y volver a proponer nuevas metodologías de tarifas que “reaseguren” la rentabilidad de las empresas como garantes de las sendas de “estabilidad” y “inversión” necesarias para la seguridad del suministro.

En los documentos del Ministerio se define el déficit tarifario como un déficit de las actividades reguladas (Presentación de la Metodología de Cálculo de la Tarifa Media Eléctrica. Propuesta de Real Decreto. Entregado a miembros del Consejo Consultivo de la Electricidad día 2/11/02). Sin embargo en la memoria que Ministerio justificativa del Real Decreto se afirma que la subida de la tarifa en el año 2002 (0,02%) no ha sido suficiente para compensar el incremento del coste de generación. La generación es una actividad liberalizada, no regulada.

Volvamos al asunto de los CTC's. La Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico reconoce su existencia y su naturaleza de máximos. Así dice:

“1. Se reconoce la existencia de una costes de transición al régimen de mercado competitivo, previsto en la presente Ley, de las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio. En consecuencia, se reconoce a dichas sociedades el derecho a percibir una compensación por tales costes.

El importe base global de dichos costes, en valor a 31 de diciembre de 1997, nunca podrá superar 1.736.778 millones de pesetas, descompuesto en un valor máximo de 1.441.502 millones de pesetas en concepto de costes de transición a la competencia tecnológicos y un valor máximo de 295.276 millones de

pesetas en concepto de incentivos al consumo de carbón autóctono a que hace referencia el párrafo primero de la disposición transitoria cuarta, en la que se incluyen 49.267 millones de pesetas correspondientes al incentivo a la tecnología GICC.

2. Hasta el 31 de diciembre de 2010, el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo de esta retribución con la distribución que corresponda. No obstante, si las condiciones del mercado lo hacen aconsejable, una vez cumplidas las condiciones y compromisos establecidos en esta disposición transitoria, el Gobierno podrá anticipar la fecha señalada en este apartado.”

La nueva metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia establece mecanismos que tratan de que la recuperación de CTC's tecnológicos sea total e igual a la que establecen con el carácter de “máximo” la Ley 54/97 en su transitoria sexta.

Para ello la propuesta de Real Decreto establece nuevos mecanismos. En primer lugar, la revisión de las cantidades de CTC's incluidas anualmente en la tarifa del año siguiente y en segundo lugar un sistema de recuperación de la totalidad de CTC's para lo que en su artículo 7 establece que *“si aplicando una hipótesis de recuperación lineal de CTC se apreciase que el saldo pendiente de cobro de CTC a 31 de Diciembre de 2010 no es igual a cero, el Gobierno en el cálculo de la tarifa media o de referencia considerará un incremento igual al 1'40%”*

La disposición tiene carácter imperativo y reforma el sentido de la Ley en esta materia cuando, como hemos visto, dice que *“el Gobierno podrá establecer anualmente un importe máximo”*.

La transformación en cierta de una cantidad que tenía en la ley el carácter de máxima exigiría que los parámetros que sirvieron para su determinación fueran reconsiderados y actualizados. Así lo indica la Dirección de Energía Eléctrica en su informe cuando dice:

“Se debería complementar la propuesta con una mayor precisión en la determinación de la cantidad máxima de CTC que ahora se convierte en cierta, mediante el recálculo de los CTC en base a la metodología establecida en la memoria económica de la Ley del Sector Eléctrico, pero actualizando las hipótesis consideradas en ella, e incluyendo los valores reales de los tipos de interés, de la demanda (o de la producción), del precio de los combustibles y del precio final del mercado habidos durante el período 1998-2002, así como establecer nuevas hipótesis más ajustadas a la realidad para el resto del período.”

Como conclusión la senda prevista de evolución de la tarifa eléctrica media durante el período 2003-2010 contiene un elevado componente de costes discutibles o rechazables. Al margen de que buena parte de los criterios utilizados para el cálculo de la evolución futura de algunos costes son arbitrarios o permisivos, hay que destacar lo siguiente:

- El elevado peso relativo de los costes en concepto de déficit tarifario y de CTC en el período considerado.
- Los menores costes del sistema derivados de la terminación en 2007 de los pagos en concepto de moratoria nuclear no se traducen en una reducción proporcional de la tarifa media.
- No se considera coste alguno en concepto de calidad del servicio y de programas de gestión de la demanda.

Por todas estas razones este Consejero considera que la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia penaliza a los consumidores careciendo de la justificación técnica necesaria.