



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME 18/2002 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO DE TARIFA ELÉCTRICA 2003

20 diciembre 2002



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN

2. EJERCICIO TARIFARIO 2003

2.1 Antecedentes.

2.2 Aspectos de la propuesta de RD por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia incluidos en la propuesta de RD de tarifa 2003.

2.3 Escenario de consumo e ingresos.

2.4 Participación de clientes en el mercado en 2003.

2.5 Cumplimiento del principio de suficiencia tarifaria.

3. VARIACIONES DE LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE LAS TARIFAS DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE RD

3.1 Principales cambios introducidos en la Propuesta de RD.

3.2 Valoración de los precios regulados incluidos en la Propuesta.

4. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2002

4.1 La retribución del transporte.

4.1.1 Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998.

4.1.2 El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección.

4.1.3 Incentivo a la disponibilidad.



4.2 La retribución de la distribución.

4.2.1 Antecedentes.

4.2.2 La retribución de la distribución para el año 2003.

4.2.3 Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución.

4.2.4 Comentarios al Anexo II de la Propuesta de RD (alquileres).

4.2.5 Comentarios al Anexo III de la Propuesta de RD (acometidas).

4.2.6 Comentarios al Anexo V de la Propuesta de RD (pérdidas).

4.2.7 Margen de las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997.

4.2.8 Compensaciones a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997 por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes.

4.3 Retribución de la gestión comercial y de la demanda.

4.3.1 Regulación de la retribución de la gestión comercial.

4.3.2 Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica.

4.3.3 Coste de gestión comercial para el 2003.



4.4 Gestión de la Demanda

4.5 Costes permanentes del sistema

4.5.1 Compensaciones extrapeninsulares

4.5.2 Operador del sistema

4.5.3 Operador del mercado

4.6 Costes de Transición a la Competencia

4.7 Costes de Diversificación y Seguridad de Abastecimiento: Comentarios sobre el Régimen Especial

4.7.1 Sobre el establecimiento de primas, precios y tarifas sin aplicar la revisión establecida en el artículo 32 del RD 2818/98

4.7.2 Sobre la previsión de energía aportada por el régimen especial

5 OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA

5.1 Información de precios finales de clientes que acuden a mercado

5.2 Desagregación de la anualidad para 2003 de los nuevos conceptos de coste

5.3 Sobre las tarifas en las interconexiones internacionales

CONSIDERACIÓN FINAL

ANEXO I: La Retribución del Operador del Sistema en 2003

ANEXO II: La Retribución del Operador del Mercado en 2003

Voto particular de D. Jaime González González (Consejero de la CNE)



En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 20 de diciembre de 2002, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico en su artículo 8.1, cuarta, sustituido por el punto 1 del apartado tercero de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, confiere a la Comisión Nacional de Energía la función de participar mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas y retribución de las actividades del sector.

El día 13 de diciembre de 2002 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, así como memoria justificativa, que acompaña a dicha propuesta. Estos documentos fueron remitidos para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió para discutir la propuesta del Real Decreto el día 19 de diciembre. Se acompaña, como Anexo III a este informe las alegaciones presentadas por escrito de miembros del Consejo.

Una vez más se hace constar que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer de tiempo suficiente que permita informar la propuesta de revisión tarifaria. Asimismo, para que el contenido del informe realizado por la Comisión sea considerado en el RD de tarifas, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio hasta la publicación del RD de tarifas en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Electricidad, dada la trascendencia que tiene la propuesta tarifaria, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas como para establecer la repercusión que tiene su recuperación, mediante tarifas integrales y de acceso, sobre los distintos colectivos de consumidores.

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2003, en los últimos meses la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, información que ha sido utilizada para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para 2003, ejercicio de previsión al que se hace referencia en el presente informe, en repetidas ocasiones.

Por otra parte, esta Comisión si bien valora positivamente la documentación que acompaña a la propuesta, considera que disponer con tiempo suficiente de la información del ejercicio de previsión del Ministerio referente a los consumos, las potencias y las facturaciones de las distintas tarifas integrales y de acceso para el año de cierre y para el año en el que será de aplicación la propuesta de RD, facilitarían los análisis necesarios para la realización del informe preceptivo sobre el contenido de la propuesta de RD.



El día 15 de noviembre de 2002 se recibió en la Comisión Nacional de Energía 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, así como memoria justificativa. Estos documentos fueron remitidos para que, de acuerdo con la función antes citada, se emitiera el correspondiente informe preceptivo por procedimiento de tramitación de urgencia. El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión de 4 de diciembre de 2002, emitió el correspondiente informe 16/2002.

En el informe 16/2002 de la CNE se indicó que la propuesta de RD pretendía establecer una metodología para la determinación y variación máxima de la tarifa eléctrica media, a la que también hace referencia la nueva disposición adicional de la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social, pero que no podría ser entendida como una metodología de elaboración de las tarifas, que tuviera como objetivos la determinación de los costes esperados del sistema eléctrico y, su reparto entre los consumidores, entendiéndose necesario y urgente que fuera completada con un mecanismo de asignación de costes en el sentido ya propuesto por esta Comisión.

A petición del Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, esta Comisión elaboró una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso, aprobada por el Consejo de Administración el 22 de noviembre de 2001, y remitida al Ministerio y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad los días 3 de diciembre y 10 de diciembre, respectivamente.

La propuesta de la metodología de asignación de costes de la CNE es parte necesaria de una metodología general tarifaria que comprenda procedimientos

transparentes y objetivos sobre los que, en opinión de esta Comisión, se podrían realizar las futuras revisiones de las tarifas.

En definitiva, las variaciones de las distintas tarifas integrales y de acceso introducidas anualmente en todo ejercicio tarifario deberían responder a una metodología de reparto de todos los costes regulados entre los distintos suministros.

El principal objetivo de la propuesta de metodología para determinar las tarifas de acceso a redes de la CNE es hacer explícito los criterios de asignación de costes para determinar las tarifas de acceso. Esta Comisión considera que para fomentar la eficiencia energética en el consumo de electricidad, las tarifas de acceso e integrales deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. Por otra parte, esta Comisión opina que la globalidad y coherencia para establecer las tarifas de acceso, tanto de los consumidores acogidos a tarifas integrales, como de los que están en el mercado, es un requisito necesario para lograr la recuperación de los costes del sistema. Estos dos elementos – que las tarifas de acceso reflejen los costes y que los pagos por los servicios de redes sean iguales para los consumidores a mercado y a tarifa integral – fundamentan la propuesta de la CNE.

El presente informe se articula de la siguiente forma. En el apartado 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario y se valoran las principales hipótesis respecto al escenario de elegibilidad y previsiones de consumos, ingresos y costes regulados que recoge la propuesta de Real Decreto del Ministerio de Economía. Se considera que, dado que el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, es crucial especificar las hipótesis de partida que justifican los escenarios de ingresos y costes para establecer las tarifas eléctricas.

En el apartado 3, se valoran las variaciones de las tarifas integrales y de acceso que incorpora el texto sometido a informe.

En el apartado 4, se analizan los costes asignados a las distintas actividades eléctricas para el año 2003.

Otros aspectos que aparecen en la Propuesta de RD se tratan en el apartado 5.

2. EJERCICIO TARIFARIO 2003

2.1 Antecedentes

La Ley del Sector Eléctrico no hace explícito cómo deben efectuarse las revisiones de precios regulados. Sin embargo, en su Título III relativo al Régimen Económico, establece que con cargo a tarifas, peajes y precios satisfechos por los consumidores de suministro eléctrico, acogidos y no acogidos a la condición de cualificados, han de satisfacerse las retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas.

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, así como la nueva disposición adicional de la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social, introducen una metodología para determinar la variación máxima de la tarifa media o de referencia, pero no cómo dicha variación de la tarifa media se reparte entre las distintas tarifas integrales, tarifas de acceso y precios medios de mercado de clientes cualificados que acudan al mercado.

En consecuencia se entiende que, en tanto los consumidores tengan la posibilidad de acogerse bien a la tarifa integral o bien al régimen de mercado,

la discusión acerca de los precios de la electricidad, tanto si son finales como si son los correspondientes al acceso a las redes, debe ser una discusión centrada en dos cuestiones.

Por una parte, es preciso determinar cuál es el coste de las distintas actividades reguladas y el coste previsible de generación, como actividad en competencia, y por otra, qué ingresos, tanto por la energía de clientes que acuden al mercado, como por aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, se espera obtener de los consumidores que vayan a acogerse a tarifa integral o acudan al mercado, para valorar la recuperación de los costes definidos en el artículo 3 de la Propuesta de RD 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.

Para poder realizar una comparación entre los ingresos y costes del sistema de 2003 es necesario establecer un escenario de previsión de los consumos, las potencias contratadas de los distintos suministros acogidos tanto a tarifa integral, como de los que acudirán al mercado, dado el escenario de elegibilidad plena aplicable a partir del 1 de enero de 2003.

La dificultad que supone no sólo prever el crecimiento general de la demanda y su desglose entre los diferentes grupos tarifarios, sino también determinar qué parte de los consumidores acudirá efectivamente al mercado y en qué momento, hacen del cálculo tarifario un ejercicio de previsión de compleja resolución.

La coherencia entre las estructuras de tarifas de acceso e integrales unido a la concreción de una metodología explícita del cálculo de las distintas tarifas integrales y de acceso, así como la disponibilidad de información desagregada de consumos, facturación e ingresos medios por tarifas utilizada por el



Ministerio para establecer la tarifa 2003, son elementos, los dos primeros de carácter metodológico y el tercero referente a la disponibilidad de la información, que, en opinión de esta Comisión, incidirían favorablemente en la realización de los informes sobre propuestas de RD de tarifas de los años venideros con menores incertidumbres que las existentes hasta la fecha.

En la medida en que la determinación de las tarifas es un ejercicio de previsión, el punto de partida del informe es analizar las hipótesis de partida planteadas para establecer las tarifas integrales y de acceso del año 2003. En particular, se valoran las previsiones sobre demanda, consumos, participación en el mercado de clientes e ingresos, contenidas en la información que acompaña a la propuesta de RD respecto a las estimaciones realizadas por esta Comisión.

2.2 Aspectos de la propuesta de RD por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia incluidos en la propuesta de RD de tarifa 2003

La propuesta de RD de tarifa eléctrica 2003, así como la información que acompaña a la propuesta de RD contempla el cálculo de la tarifa media o de referencia, según los términos descritos en la propuesta de RD 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 (propuesta de RD de metodología), si bien en el articulado de la propuesta de RD de tarifa 2003 se continúa denominando dicha variable precio medio de electricidad y precio medio necesario, indistintamente.

Esto quiere decir que tanto los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica, como la previsión de la demanda en consumidor final para 2003 se obtienen, en

términos generales, en la forma descrita en la propuesta de RD de metodología, para determinar la tarifa media o de referencia.

En particular, a diferencia de ejercicios tarifarios anteriores, para calcular la tarifa media se integran, por primera vez, los costes y demanda en consumo de todo el territorio nacional , incluyéndose los relativos a los sistemas extrapeninsulares e insulares.

Por otra parte, se incluye en la retribución de la distribución el margen de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

Así mismo, se incluyen tanto como costes del sistema, que a efecto de su liquidación y cobro se considerarán un ingreso de las actividades reguladas, los costes considerados en la propuesta de RD de metodología en su artículo 3, esto es, la anualidad para 2003 que resulta para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como el de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, y para los que la propuesta de RD de tarifa 2003 fija, conjuntamente, un máximo de 233.812 miles de euros.

Por último, de la información que acompaña a la propuesta de RD se constata la aplicación del artículo 5 de la propuesta de RD de metodología, esto es, un precio medio de 3,6061 céntimos de €/kWh para las sociedades con derecho a cobro de CTC y un precio medio diferente para el resto de instalaciones de producción para calcular el coste de generación previsto para 2003.

Todas estas referencias a la propuesta de RD de metodología realizadas en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2003, llevan a que sea necesario vincular el



ejercicio tarifario 2003 al contenido de la propuesta de RD de metodología de tarifa media, que, previsiblemente, tendrá aplicación plena en el ejercicio tarifario 2004.

En particular, la propuesta de RD de metodología, en su artículo 6 señala que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores respecto a determinadas variables (demanda en consumo total, tipo de interés, sobrecoste de las primas de régimen especial y precio del gas).

Por tanto, la aplicación plena de dicha metodología para determinar la tarifa media 2004 supondrá revisar dichas variables en los dos años anteriores, lo que lleva a que sea fundamental analizar la previsión realizada de demanda en consumo de 2002. En particular, si la demanda en consumidor final resultara superior o inferior en un 1% a la prevista, se revisarán las partidas de costes e ingresos que hayan sido afectadas por dicha variación.

Es importante señalar del informe 16/2002 de la CNE que, en opinión de esta Comisión, además de las desviaciones en la previsión de la demanda total, otra variable de revisión de la tarifa media que debería ser considerada es el efecto composición de la demanda real respecto a la considerada en el ejercicio de previsión, por sus consecuencias sobre los ingresos del sistema. Para medir dicho efecto, el Ministerio debería facilitar en todo ejercicio tarifario la estructura de los consumos y potencias previstas, desagregadas por tarifas integrales y de acceso, que se compararían con la distribución real de los consumos hasta dos ejercicios tarifarios anteriores al establecimiento de la tarifa media.

Se constata, de acuerdo con la información de liquidaciones de actividades reguladas, diferencias entre los ingresos previstos y reales, al alza o a la baja, no sólo por las desviaciones entre la demanda prevista y la real –variable

considerada en la revisión de la tarifa media- sino, además, por los diferentes “efectos de composición” que explican discrepancias entre los ingresos previstos y los reales. En particular:

- La diferente participación en el mercado de los consumidores elegibles respecto a la prevista en el ejercicio tarifario.
- La diferente composición de los consumos entre las distintas tarifas, complementos/ descuentos tarifarios (discriminación horaria, interrumpibilidad, etc.) respecto a la prevista inicialmente.
- La diferente composición de los términos de facturación de las tarifas integrales y de acceso (potencia contratada, consumos, energía reactiva) respecto a la prevista inicialmente.

2.3. Escenario de consumo e ingresos

Escenario de la propuesta de RD

El siguiente cuadro resume la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa 2002 referente a la previsión de demanda en consumo peninsular para 2002.

Previsión de Consumo, Precio Medio e Ingresos Peninsular. Propuesta R.D. 2002



Comisión
Nacional
de Energía

Propuesta R.D. Tarifas 2002			
	Consumo (GWh)	Ingresos (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
Clientes cualificados	60.233	2.979	4,95
Facturación de Mercado		2.121	3,52
Facturación de Acceso		859	1,43
Clientes a Tarifa	137.192	10.478	7,64
Total	197.425	13.457	6,82

Fuente: ME

Cabe señalar que en ejercicios tarifarios anteriores a 2003 no se aportaba información referente al consumo, los ingresos y los precios medios del total nacional, incluyendo los sistemas extrapeninsulares e insulares, esto es, la información del consumo, precio medio e ingresos proporcionada por el Ministerio en el ejercicio tarifario 2002 se refería, únicamente, al sistema peninsular.



Previsión de Consumo, Precio Medio e Ingresos Total Nacional ME. Propuesta R.D. 2003

Propuesta R.D. Tarifas 2003					
	2002		2003		
	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)	Consumo (GWh)	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
Cientes en mercado	-		81.172	5.029	6,1954
Facturación de Mercado				3.256	4,0116
Facturación de Acceso				1.773	2,1838
Cientes en Tarifa Integral			129.853	9.923	7,6417
Peninsular					
Extraperinsular					
Total	14.709	6,9704	211.025	14.952	7,0854
Total Sin margen DT11^a		?	211.025	14.802	7,0142
% variación 2003 sobre 2002					1,65%

Fuente: ME, Propuesta R.D. Tarifas 2003

Por ello, como se observa en el cuadro anterior, el denominado precio medio de 2002 que aparece en la información que acompaña a la propuesta de RD tarifa 2003 asciende a 6,9704 céntimos de €/kWh mientras que el proporcionado hace un año en el ejercicio tarifario 2002 era de 6,8164 céntimos de €/kWh.

Es importante señalar que la demanda en consumo para 2002 calculada a partir de la información que acompaña a la propuesta de RD (facturación de consumidores 2002 entre precio medio) es la misma demanda que en 2003, a pesar de que la demanda en barras de central prevista aumente un 3,4%.

Esto llevaría a interpretar, alternatively, que la facturación 2002 que aparece en la información que acompaña a la propuesta 2002 (14.709 millones de €) podría ser el resultado de aplicar las tarifas 2002 a los consumos previstos de 2003, por lo que la variación del precio medio incluida en la propuesta de RD (1,65%) se estaría calculando como la variación de la



facturación media de 2003 (7,0854 céntimos de €/kWh) respecto a la facturación media de 2002 con los consumos 2003 (6,9704 céntimos de €/kWh), lo que no sería coherente con la definición de tarifa media o de referencia (costes previstos necesarios entre demanda en consumidor final para el mismo periodo considerado).

Según la información que acompaña a la propuesta de RD, los ingresos del sistema previstos en el escenario tarifario del Ministerio cubrirían los 14.952 millones de euros previstos de los costes del sistema para 2003.

Por otra parte, de la información que proporciona la propuesta de RD se deduce que para calcular el precio medio de los clientes acogidos a tarifa integral se está incluyendo el margen resultante de la previsión de la facturación neta de las adquisiciones de energía eléctrica a eléctrica a tarifa que realicen los distribuidores acogidos al régimen transitorio establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, ya que en caso contrario el precio medio resultante para este colectivo de consumidores sería de 7,64 céntimos de euro en lugar de los 7,52 céntimos de € que aparece en la información que proporciona la propuesta de RD y la variación de precio medio de 2003 respecto 2002 sería 0,6% en lugar del 1,65% señalado en la propuesta de RD.

En este sentido, debido a que dicho margen no es un ingreso, ni un coste para el sistema, en tanto que dichos distribuidores permanezcan acogidos al régimen transitorio que les permite la Ley 54/1997, los ingresos del sistema a considerar deberían ser, utilizando los datos aportados en la memoria, 14.802 millones de €, esto es, la diferencia entre los 14.952 millones de € de facturación total de consumidores y los 150.253 miles de € de margen de distribuidores acogidos al régimen transitorio, y siendo, por tanto, el precio medio del año 2003 (7,0142 céntimos de €/kWh).



Escenario previsto CNE

A partir de la información solicitada por esta Comisión a las empresas distribuidoras y de los datos disponibles de facturación de clientes procedente de las liquidaciones de actividades reguladas, esta Comisión ha realizado una previsión del cierre 2002 y 2003 de las variables de facturación (consumo y potencias) y de los ingresos del sistema, tanto peninsular como extrapeninsular e insular, con el que comparar el escenario dado por el Ministerio, con el fin de realizar la valoración pertinente de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD.

Previsión CNE de consumos cierre 2002 y 2003.

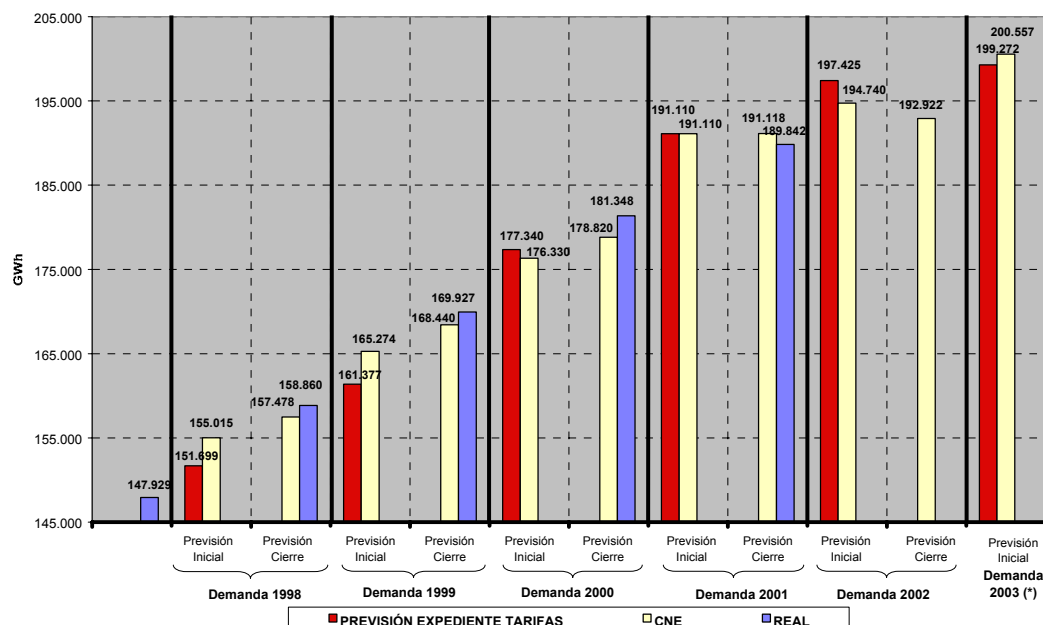
	Previsión Cierre 2002		2003	
	Consumo (GWh)	% s/Total	Consumo (GWh)	% s/Total
<i>Clientes a mercado</i>	57.472	28,2%	78.875	37,2%
<i>Clientes en Tarifa Integral</i>	146.294	71,8%	133.118	62,8%
Peninsulares	135.449	66,5%	121.683	57,4%
Extrapeninsulares	10.845	5,3%	11.435	5,4%
Total	203.766	100,0%	211.992	100,0%

Fuente: CNE, Elaboración propia

(*) Incluye Empleados, Otros Consumos y TTS

Respecto a la demanda en consumo nacional, cabe señalar que si bien la previsión de esta Comisión para 2003 es similar a la presentada en la documentación que acompaña a la propuesta de RD, hay importantes discrepancias entre la demanda del Ministerio para 2002 (211.025 GWh) y la mejor previsión de cierre para dicho año, con la información disponible a diciembre de 2002 (203.766 GWh).

Previsiones de demanda peninsular ME y CNE.



Nota (*): Para calcular la demanda peninsular del Expediente de Tarifas de 2003, se suponen unas pérdidas de los sistemas extrapeninsulares del 4,74 % y el mismo incremento de la demanda para el sistema peninsular y extrapeninsular.

El principal efecto de dicho desvío en la previsión de la demanda en consumo 2002 será que los ingresos sujetos a liquidación, por tarifas integrales y de acceso serán inferiores a los previstos en el ejercicio tarifario 2002, si bien su cuantía dependerá, además, del efecto composición de la demanda señalado anteriormente.

Como parece deducirse de la información disponible, si se produjera un desvío entre la demanda prevista y la real en 2002, una parte del déficit de ingresos de actividades reguladas registrado en 2002 se deberá a dicho desvío entre la demanda real y la prevista, por el efecto de los menores ingresos y también, aunque en menor proporción, menores costes que se derivan de este desvío sobre la previsión realizada.



En resumen, las tarifas de acceso e integrales del RD 1483/2001 fueron estimadas hace un año para cubrir unos determinados costes, según una demanda en consumo prevista para 2002. Si la demanda en consumo 2002 resultara inferior a la prevista, se recuperarían ingresos por tarifas integrales y de acceso inferiores a los previstos para cubrir los correspondientes costes¹.

Cabe señalar que el desvío de la demanda prevista respecto a la real en 2002, afectaría a la determinación de la tarifa media 2004, de aplicarse plenamente el contenido de la propuesta de RD de metodología en 2004, siempre que la demanda en consumidor final resultara superior o inferior en un 1% a la prevista, revisándose las partidas de costes e ingresos que hayan sido afectadas por la variación.

No obstante, de aplicar dicha revisión de la demanda de 2002 para establecer la tarifa media de 2004, será preciso tener en cuenta en la cifra de déficit de ingresos de actividades reguladas considerada, la parte del déficit que se haya debido al desvío entre la previsión de demanda y la realmente liquidada, ya que de otro modo el efecto del desvío entre la demanda prevista y real de 2002 sobre los ingresos y costes del sistema se estaría contabilizando doblemente – en la tarifa media 2004 por el efecto del desvío de la demanda de 2002, y en el déficit de ingresos de actividades reguladas de 2002 por el efecto de una menor demanda –.

En consecuencia, se considera necesario que se haga explícito tanto el cálculo del déficit a recuperar, como la desagregación, en el contenido de la propuesta de RD, del importe máximo de 233.812 miles de € entre la cuantía destinada a desvíos de ingresos regulados y la correspondiente a desvíos de extrapeninsulares e insulares.

¹ Si bien algunos costes (generación y los ligados a cuotas) disminuirían respecto al escenario previsto.



Según el escenario de previsión de cierre 2002 de la CNE, a pesar de la desviación entre la demanda prevista por el Ministerio para 2002 y la real, así como entre los ingresos regulados, se estima para el cierre de 2002 que los ingresos totales del sistema sean superiores a los previstos por el Ministerio para dicho año, dado que el precio de la energía registrado en 2002 es más elevado que el previsto por el Ministerio.

Previsiones CNE de Consumo, Facturación y Precio Medio. Año 2003

Previsión CNE Expediente Tarifas 2003			
	Consumo (GWh)	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
<i>Clientes en mercado</i>	78.875	4.602	5,8350
Facturación de Mercado		3.085	3,9115
Facturación de Acceso		1.517	1,9234
<i>Clientes en Tarifa Integral</i>	133.118	10.131	7,6103
Peninsular	121.683	9.111	7,4872
Extrapeninsular	11.435	1.020	8,9210
Total	211.992	14.733	6,9498

Nota: Se incluye Empleados, Concesiones y TTS, para que sea comparable con el escenario de ME.

En cuanto a las previsiones del escenario de la CNE para 2003, el consumo aumentará un 4% en 2003 respecto a la previsión de cierre de 2002, ascendiendo a 211.992 GWh, cifra superior en 967 GWh a la considerada por el Ministerio para 2003. No obstante, comparando ambos escenarios – Ministerio y CNE- se registrarían diferencias entre los ingresos de acceso, tarifa integral y energía de clientes que acudan al mercado previstos para 2003 respecto a los previstos por el Ministerio en las cuantías que se recogen en el siguiente cuadro.

Diferencias Ingresos y Precios Medios ME vs CNE. Año 2003

	Consumo (GWh)	Ingresos (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
Ingresos Regulados ME	211.025	11.696	5,5423
Tarifa de Acceso	81.172	1.773	2,1838
Tarifa Integral	129.853	9.923	7,6417

Ingresos Regulados CNE	211.198	11.612	5,4983
Tarifa de Acceso	78.310	1.515	1,9350
Tarifa Integral	132.888	10.097	7,5982

DIFERENCIA ME - CNE			
Total	-173	83	0,0439
Tarifa de Acceso	2.862	257	0,2488
Tarifa Integral	-3.035	-174	0,0435
Total Sin margen DT11^a	-173	-67	0,0439
Tarifa de Acceso	2.862	257	0,2488
Tarifa Integral	-3.035	-324	0,0435

Fuente: ME, CNE

Nota: Se excluyen Consumos Propios, Concesiones Administrativas y TTS.

Respecto a los ingresos por precios regulados (por facturar a tarifas integrales y tarifas de acceso), según el escenario CNE 2003 los ingresos por tarifas de acceso son inferiores a lo previsto por el Ministerio en 257 millones €, mientras que los ingresos por facturar a clientes a tarifa integral son 174 millones de € superiores a los previstos por el Ministerio. En resumen, según el escenario de la CNE, la facturación a las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD excedería la cifra de ingresos regulados previstos por la CNE en 83 millones de €.

Aspectos que explican dichas discrepancias son, por una parte, las diferentes hipótesis utilizadas de variación de 2003 respecto al año anterior de las potencias y consumos de los diferentes suministros y, por otra, la diferente composición de los consumos por tarifas de acceso e integrales en el escenario del Ministerio y de la CNE para 2003. En este sentido, cabe destacar el elevado precio medio de distribuidores de la disposición transitoria undécima estimado para 2003, según información que acompaña a la propuesta de RD (5,53 céntimos de €/kWh). Dicho precio medio superaría en un 26% el valor registrado según información de las liquidaciones eléctricas, en torno a 4,38 céntimos de €/kWh.

Facturación de Distribuidores acogidos a la D.T. 11 ^a Datos Ministerio de Economía - Tarifa 2003				
Consumo (GWh) (A)	Facturación Total (miles €) (B)	Margen (miles €) (C)	Facturación Total - Margen (D) = (B) - (C)	Precio Medio (Cent €/kWh) (D)/(A)
3.618	350.438	150.253	200.185	5,53

Fuente: ME

Precio Medio Enero-Julio 2002 BD SINCRO: 4,38 cent €/kWh

2.4 Participación de clientes en el mercado en 2003

De la documentación que acompaña a la propuesta de RD, se deduce que el 38,5% del total de la demanda en consumo final nacional, incluyendo el sistema peninsular como el extrapeninsular e insular, irá al mercado en el año 2003.

Esto significa que teniendo en cuenta la previsión de precios de mercado para 2003 de 3,71 céntimos de €/kWh y el calendario de elegibilidad plena en 2003, así como la aplicación de las tarifas integrales y de acceso recogidas en la propuesta de RD, el Ministerio estima que el consumo de los clientes que

acudirán al mercado en el año 2003 ascenderá a 81.172 GWh, mientras que 129.852 GWh, esto es, el 61,5% restante, permanecerá acogido a tarifa integral.

Por una parte, entre los aspectos que incidirá en la participación de los clientes en el mercado habría que valorar tanto la disponibilidad para el cliente de unos equipos de medida cuyos precios no excedan de los pagados en tarifa integral, como que los contratos y demás condiciones de acceso no supongan una complejidad en los procedimientos que tengan que seguir para garantizarse el suministro eléctrico, bien directamente o a través de un comercializador.

No obstante, para aquellos clientes que acudan al mercado a través de un comercializador, la participación efectiva en el mercado en 2003 dependerá, de forma esencial, del precio de la energía que el comercializador traslade a sus clientes. En este sentido, desde finales de 2001 y, fundamentalmente, a lo largo de 2002, se está produciendo el regreso al régimen de tarifa integral de consumidores que habían acudido al mercado, en concordancia con la evolución registrada de los precios de mercado.

El efecto de los clientes que estaban a mercado y regresan a tarifas THP y a tarifas con contrato interrumpible, se estima, con la información disponible, en 274 GWh a finales de 2002.

Considerando un precio de mercado en torno a 4,05 céntimos de €/kWh, esto es, un precio un 9% superior al considerado en la propuesta de RD, se obtendría el siguiente escenario de participación en el mercado de clientes en 2003.



Previsión CNE de participación en el mercado.

Previsión CNE 2003		
	Consumo (GWh)	% s/Total
<i>Cientes a mercado</i>	78.875	37,2%
<i>Cientes en Tarifa Integral</i>	133.118	62,8%
Peninsulares	121.683	57,4%
Extrapeinsulares	11.435	5,4%
Total	211.992	100,0%

Fuente: CNE, Elaboración propia

(*) Incluye Empleados, Otros Consumos y TTS

Es importante señalar que considerar un escenario de precios de mercado como el registrado en 2002 implicaría un efecto de retorno de clientes que estaban en el mercado y que vuelven a tarifas integrales, superior al considerado en el escenario de previsión 2003.

Para llegar al escenario de participación en el mercado considerado por esta Comisión para 2003, se han tenido en cuenta, los aspectos que se describen a continuación.

En primer lugar, la aplicación de la elegibilidad plena a partir del 1 de enero de 2003 afectará, fundamentalmente, a los clientes de baja tensión y, en particular, teniendo en cuenta los valores de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, a los clientes acogidos a tarifas integrales 4.0 y 3.0. La entrada de dichos clientes al mercado, influido por el escenario considerado de precios de mercado para 2003, teniendo en cuenta información proporcionada por las empresas, se ha estimado por la CNE que será progresiva a lo largo de

2003, teniendo un efecto en términos del consumo anual de 16.600 GWh (18% del consumo en baja tensión).

En segundo lugar, se valora que el efecto de las variaciones en las tarifas integrales y de acceso derivadas de la propuesta de RD, no incidirá significativamente en la participación en el mercado de los clientes elegibles en 2003, debido a que los aumentos aplicados en ambos esquemas de precios regulados son similares.

En tercer lugar, se ha tenido en cuenta la aplicación del artículo 10 del RD 1164/2001, que permite a aquellos clientes que cumplen las condiciones indicadas en dicho artículo, acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales (tarifa de acceso 6.5).

Los valores de los términos de potencia y de energía de la tarifa de acceso 6.5 son muy inferiores a los de las tarifas de acceso que pagan aquellos clientes que están conectados al mismo nivel de tensión pero que no cumplen las condiciones del artículo 10 del RD 1164/2001, por lo que debería suponer un incentivo para que los consumidores que puedan acogerse a la tarifa de acceso 6.5 acudan al mercado.

La razón de ello, como se señala en el epígrafe 3.2 del presente informe, es que la mayor parte de estos clientes tiene un pago de acceso implícito en sus tarifas integrales inferior al de la tarifa de acceso 6.5, no teniendo incentivos a acudir al mercado. No obstante, la aplicación del contenido de la disposición adicional tercera de la propuesta de RD de tarifa 2003 a aquellos consumidores acogidos a los contratos de interrumpibilidad referidos, podría suponer un incentivo a que una parte de dicho colectivo de clientes acuda al mercado.

2.5. Cumplimiento del principio de suficiencia tarifaria

La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores a tarifa y a mercado, respectivamente, deben permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidación, de acuerdo con el escenario de previsión del Ministerio, cumpliendo con ello el principio de suficiencia de ingresos y costes.

Los costes de actividades a recuperar por el mecanismo de liquidación son el coste de generación de clientes a tarifa integral, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento, la anualidad para 2003 que resulta para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como el de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001.

En particular, de la información que acompaña a la propuesta de RD, se deduce que el coste medio de generación de clientes a tarifa integral peninsular² ascendería a 3,92 céntimos de €/kWh.

El cumplimiento del principio de suficiencia de los ingresos – costes a recuperar por el procedimiento de liquidaciones se cumplirá siempre que la variación del coste medio de generación indicado no supere el 2,3%, no considerando ninguna otra variación en el resto de variables del escenario de previsión del Ministerio.

² Las pérdidas medias de la energía de clientes a tarifa integral peninsular son un 9,9%.



Cabe señalar que el coste medio de generación de los clientes a tarifa integral implícito en el escenario tarifa 2003 es inferior al precio medio de adquisición de energía de las distribuidoras para sus clientes a tarifa integral.

Precio medio horario final de los distribuidores (Cent €/kWh)

Año	Cent€/kWh
1998	3,530
1999	3,694
2000	4,124
2001	4,095
Enero - Noviembre 2002	4,999

Fuente: OMEL

Hay que señalar que la previsible participación en el mercado de clientes en baja tensión a tarifa integrales 3.0 y 4.0 con un coste medio de energía superior al medio del sistema, a quienes se les imputaría el pago de garantía de potencia que se establece para estos clientes en la disposición adicional cuarta de la propuesta de RD, explicaría un precio medio horario final de los distribuidores para sus clientes a tarifa integral en 2003 inferior a años anteriores, dado el mismo escenario de cobertura de demanda.

El efecto del aumento en un 69% del precio de unitario por garantía de potencia aplicable al periodo 1 a la energía adquirida por clientes acogidos a la tarifa de acceso de baja tensión de tres periodos (3.0A) de la disposición adicional cuarta de la propuesta de RD del precio respecto al establecido en el artículo 24 del Real Decreto–Ley 6/2000, calculado sobre el consumo previsto en 2003 que pudiera ser de aplicación dicha modificación se estima en 35 millones de €.

En la información que acompaña a la propuesta de RD, la energía aportada por los nuevos CCGTs. Se estima en 16.100 GWh correspondientes a 2.800 MW instalados.

Sin embargo, si se cumplen los planes de puesta en marcha previstos para 2003, se deberían incluir otros 2.000 MW en centrales de dicha tecnología, por lo que se podría considerar un aumento en el coste medio de generación respecto al previsto.

En este sentido, cabe señalar lo indicado en el informe 16/2002 de esta Comisión sobre la propuesta de RD de metodología, en particular, en dicho informe se manifestaba que:

“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.”

3. VARIACIONES DE LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE LAS TARIFAS DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE RD

3.1. Principales cambios introducidos en la propuesta de RD

La propuesta de RD introduce las siguientes variaciones en las tarifas integrales del RD 1483/2001:



- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión y potencia contactada inferior a 15 kW, denominadas 1.0, 2.0 y 2.0 N en un 1,5%.
- Aumento de las tarifas D en un 3%.
- Aumento del resto de tarifas integrales en un 2%.

Como consecuencia de estas modificaciones en las tarifas integrales, y como se señala en el artículo 1 de la propuesta de RD, el aumento medio de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica es un 1,69% en 2003 respecto a 2002, lo que en términos de ingresos supone 150 M€ más que lo que se obtendría de mantener las tarifas del RD 1483/2001.

Por otra parte, la propuesta de RD introduce las siguientes variaciones en las tarifas de acceso del RD 1483/2001:

- Aumento de las tarifas de acceso de baja tensión y potencia contratada inferior a 15 kW, denominadas 2.0 A y 2.0 N A en un 1,5%.
- Aumento del resto de tarifas de acceso en un 2%.

Las variaciones en las tarifas de acceso aplicables a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializador con países de la Unión Europea establecidas en la propuesta de RD respecto a las del RD 1483/2001 son:

- Aumento de las tarifas de acceso de baja tensión y potencia contratada inferior a 15 kW, denominadas 2.0 A y 2.0 N A en un 5,92%.
- Aumento del resto de tarifas de acceso en un 6,44%.

Cabe señalar que las tarifas de acceso aplicables a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los

consumidores cualificados directamente o a través de comercializador con países de la Unión Europea son un 4,7% inferiores a las tarifas de acceso generales, mientras que en 2002 fueron un 8,74% inferiores. Estos porcentajes se obtienen al descontar la previsión de CTC del total de costes a recuperar por tarifas de acceso.

Como consecuencia de la aplicación de los aumentos señalados en las tarifas de acceso, la propuesta de RD en su artículo 1 indica que el aumento medio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2003 es un 1,95% respecto a 2002.

El efecto conjunto de aplicar las tarifas de acceso e integrales de la propuesta de RD es el aumento del precio medio de la electricidad en un 1,65% para 2003 respecto al año anterior.

Variaciones RD's de tarifas

	Variación de Precio Medio (%)	Metodología de cálculo (*)
1996 (RD 2204/95)	0,00	$\frac{F_t}{F_{t-1}} - 1 = \frac{C_t * P_t}{C_t * P_{t-1}}$
1997 (RD 2657/96)	-3,00	
1998 (RD 2657/96)	-3,63	
1999 (RD 2821/98/RD-L 6/99)	-5,57	
2000 (RD 2066/99)	-4,85	$\frac{F_t}{F_{t-1}} - 1 = \frac{C_t * P_t}{C_{t-1} * P_{t-1}}$
2001 (RD 3490/00)	-1,52	
2002 (RD 1483/2001)	0,32	
2003 (Propuesta RD)	1,65	$\frac{F_t}{F_{t-1}} - 1 = \frac{C_t * P_t}{C_t * P_{t-1}}$

Fuente: RD de Tarifas

(*) Ft = Facturación en el año t

Ct = Consumo en el año t

Pt= Precios en el año t





En la propuesta de tarifa eléctrica para 2003, al igual que en la información que acompaña a dicha propuesta, se indica que la variación del precio medio de venta de la electricidad considerado para el año 2003 es de 1,65%. Dicha variable - precio medio de venta de electricidad – se denomina tarifa media o de referencia en la propuesta de RD de la metodología.

Para obtener el aumento de 1,65%, el Ministerio compara dos precios medios, los llamados “precio medio necesario” correspondiente a 2003 (7,0854 céntimos de €/kWh) y “precio medio anterior” correspondiente a 2002 (6,9704 céntimos de €/kWh).

El precio medio estimado para el año 2003 asciende a 7,0854 céntimos de €/kWh, que debería ser el resultado de dividir los ingresos totales previstos por el Ministerio para ese año³ entre su estimación del consumo para ese periodo.

Dado que en la información que acompaña a la propuesta no se especifica la forma en que se ha calculado el precio medio de 2002, es importante señalar un aspecto de la terminología utilizada que puede dar lugar a cierta confusión.

La variación del precio medio de la electricidad (1,65%) podría estar calculada respecto a un precio medio de 2002 calculado como el cociente entre la previsión de ingresos y consumos del Ministerio que realizó para la tarifa del año 2002, teniendo en cuenta los ingresos y consumos previstos de los sistemas peninsulares y extrapeninsulares. Análogamente, dicha variación media del 1,65% podría estar calculada imputando las variaciones de las tarifas integrales (1,69%), de acceso (1,95%) y de los precios de energía pagados por clientes que acuden al mercado, manteniendo los consumos de 2003.

³ Descontando el margen de distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997 (150 M€), el precio medio para 2003 sería 7,0142 céntimos de €/kWh



Esta alternativa permite “aislar” la variación debida exclusivamente a cambios en los precios, del efecto que variaciones en el consumo puedan tener sobre el precio medio. Este, por otro lado, fue el planteamiento empleado por el Ministerio en sus propuestas tarifarias para ejercicios anteriores al año 2000.

Cabe recordar que, como suele ser habitual al utilizar índices de precios y analizar su variación - en nuestro caso, la variación del precio medio de venta de electricidad entre los años 2003 y 2002 - se fija una misma base, que suelen ser los consumos de uno de los años en que se comparan los precios. Generalmente se toma el año para el cual se está haciendo la propuesta tarifaria, esto es, los consumos previstos para el año 2003. Sobre una “cesta de consumos” común se aplican las variaciones correspondientes en los precios. En suma, en este caso la variación media del precio se calcula siempre neta del efecto de la variación de los consumos en ambos años.

Este ejercicio de aislar la variación de precio de la variación consumo es posible si no existe un cambio estructural, que por ejemplo el correspondiente a un cambio de elegibilidad de clientes que acuden al mercado como el que se producirá en 2003 (elegibilidad plena) respecto a elegibilidad 2002 (elegibilidad en alta tensión). En particular, es posible computar el efecto de la variación en las tarifas integrales y de acceso 2003/2002 a los consumos de 2003 pero únicamente estimativo será el efecto de la variación del precio de la energía de 2003/2002 para los clientes que acudirán al mercado en 2003.

En definitiva, debido a la ampliación del calendario de elegibilidad en 2003 y el previsible aumento de la participación en el mercado, se consideraría más consistente con el procedimiento seguido por el Ministerio desde el año 2000, que la variación del precio medio del sistema para 2003, que proporciona la propuesta de RD, fuera el cociente entre la facturación media de los consumos 2003 a los precios 2003 y la facturación media de los consumos 2002 a los

precios 2002, en lugar del cociente entre la facturación media de los consumos 2003 a los precios 2002, que parece derivarse de la propuesta.

3.2. Valoración de los precios regulados incluidos en la propuesta

La aplicación a todos los consumidores de las tarifas de acceso de la propuesta de RD, dado un escenario de previsión de la CNE no permitiría recuperar todos los costes de acceso que se presenta en la información que acompaña a la propuesta de RD. Esto es, la facturación por tarifas de acceso de todos los consumidores eléctricos en el sistema peninsular ascendería a 5.405 M€ frente a sus correspondientes costes de acceso (5.734 M€)⁴.

⁴Todos los costes de acceso que aparecen en la información que acompaña a la propuesta de RD para 2003, descontando el margen de los distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997 (150 M€).

Escenario de participación total de clientes en el mercado – Total peninsular
Facturación de acceso de todos los consumidores del sistema peninsular según
Propuesta de RD

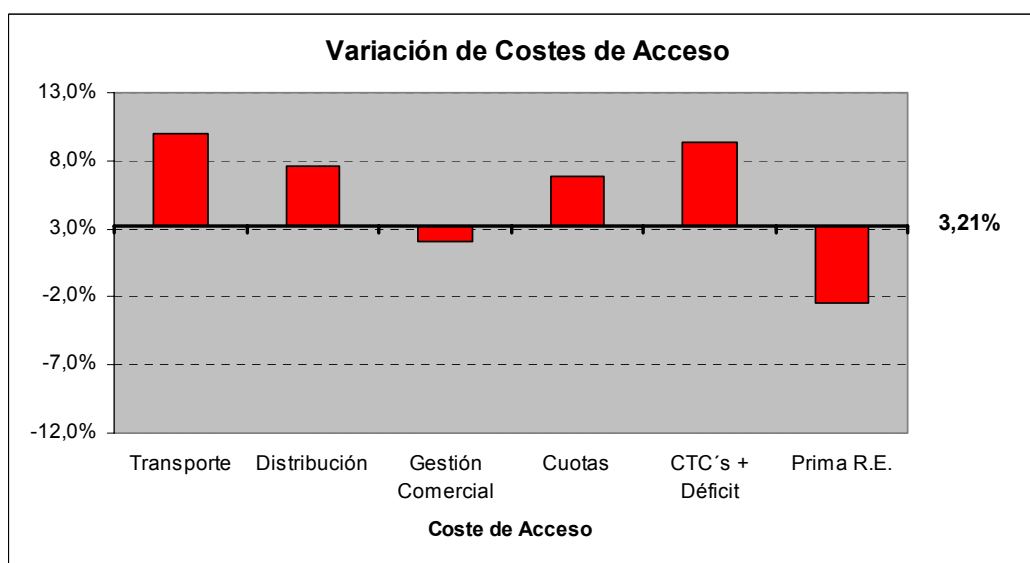
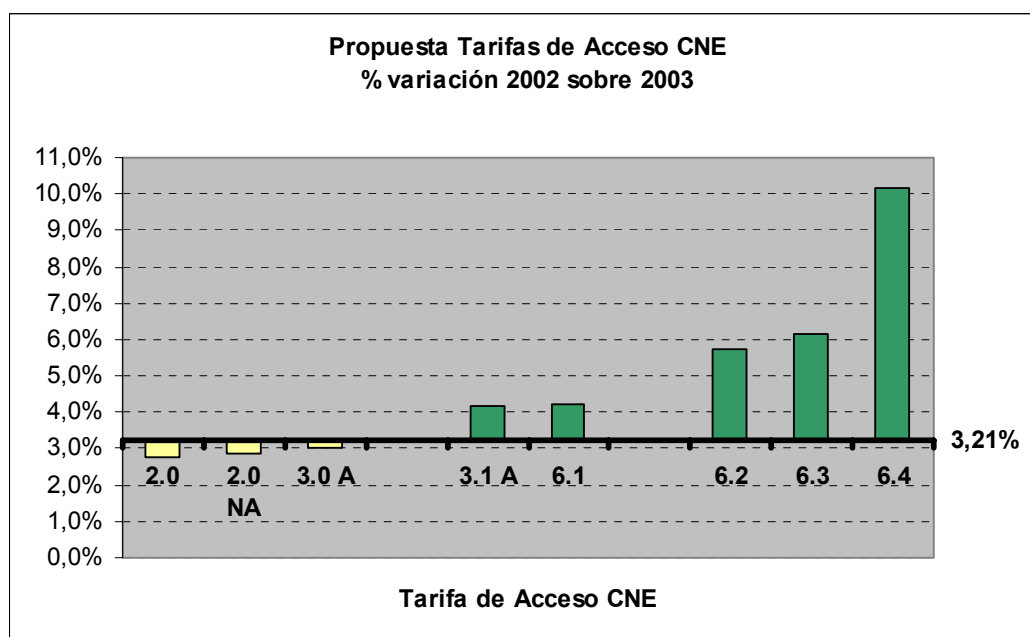
Fact. Acceso (Miles €)				
	Consumo (GWh)	Propuesta R.D. (A)	Propuesta CNE (B)	Diferencia (A) - (B)
2.0	54.258	2.757.179	3.183.662	-426.484
2.0 NA	9.313	319.775	280.740	39.034
3.0 A	31.094	1.056.938	1.099.321	-42.383
3.1 A	14.960	387.520	235.550	387.520
6.1	44.126	686.053	677.271	450.504
6.2	8.561	112.967	120.123	112.967
6.3	2.799	30.107	70.414	-90.016
6.4	593	9.431	66.484	-60.983
6.5	34.070	45.529	(*)	45.529
Total	199.774	5.405.498	5.733.565	415.689
Costes de Acceso		5.733.565	5.733.565	
Diferencia		-328.067	0	

Fuente: CNE, ME

(*) La propuesta de metodología de tarifas de acceso de la CNE no contempla estas tarifas
Nota: No se incluye Consumos Propios, Concesiones Administrativas ni TTS

Cabe señalar que mientras el coste medio de acceso imputable a los consumidores peninsulares aumenta un 3,21%, el ingreso medio por tarifas de acceso, si todos los consumidores acudieran al mercado, aumentaría únicamente un 1,71%, aplicando las tarifas de acceso de la propuesta de RD.

La aplicación de la propuesta de metodología de la CNE, según la cual se aplican criterios para asignar acceso entre todos los suministros⁵ - a tarifa y a mercado - para establecer las tarifas de acceso, presenta las siguientes variaciones de las tarifas de acceso de 2003 respecto a las calculadas para 2002.



⁵ Se ha realizado el ejercicio de asignación de costes referido al sistema peninsular.

Cabe señalar que las tarifas de acceso de la metodología de asignación de costes de la CNE son el resultado de aplicar las variaciones de los distintos capítulos de costes de acceso de 2003 respecto al año anterior en función de los criterios de asignación de cada coste señalados en la propuesta enviada al Ministerio en diciembre de 2001.

En particular, el aumento del 10,2% en la tarifa de acceso 6.4 se debería a que el coste de transporte, concepto que para dicha tarifa supone el 80% del total de los costes de acceso que se le asigna, ha aumentado un 10%.

Los principales resultados de comparar, en términos de ingresos, la aplicación de las tarifas de acceso de la propuesta de RD y las de la metodología CNE a todos los consumidores, son los siguientes.

- El ingreso por facturar a todos los consumidores en el mercado es superior en el caso de aplicar las tarifas de acceso de la CNE que las de la propuesta de RD.
- Para los clientes de baja tensión, las tarifas de acceso de la propuesta de RD atribuyen un menor coste de acceso a las tarifas 2.0 A y 3.0 A que las tarifas de acceso de la propuesta CNE.
- Para los clientes de alta tensión (> 1 kV) que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, la propuesta de RD establece tarifas de acceso 6.5 muy inferiores respecto a las que resultaría aplicar la propuesta CNE.
- Análogamente, para los consumidores de alta tensión que no cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, las tarifas de acceso de la propuesta de RD son superiores que las de la propuesta CNE.



En opinión de esta Comisión las tarifas de acceso deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. La aplicación de la tarifa 6.5 a los suministros que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, independientemente del nivel de tensión al que están conectados, supone no imputarles la totalidad de sus costes por el uso de las redes y, por tanto, imputárselo a otros clientes a quienes no corresponde.

Esta Comisión considera que el fomento del acceso de los clientes elegibles al mercado debe procurarse mediante el desarrollo del mercado competitivo de generación y el fortalecimiento de las conexiones internacionales, que permita a los consumidores nacionales optar por otros mercados del entorno europeo, y no mediante la aplicación de unas tarifas de acceso que no reflejen costes.

Según la información disponible, 34.070 GWh, lo que supone un 17% del consumo estimado por la CNE para 2003 y el 74% del consumo de alta tensión (superior a 36 kV) podría acogerse, por cumplir los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, a la tarifa de acceso 6.5. Sin embargo, en la actualidad, la mayor parte de los clientes de alta tensión que podría acogerse a la tarifa de acceso 6.5, no ha acudido al mercado, debido a que están pagando tarifas integrales muy reducidas, lo que supone, en la mayor parte de los casos, que los pagos de acceso implícitos en dichas tarifas integrales (descontando de la tarifa integral los correspondientes costes de generación y de gestión comercial de clientes a tarifa integral) son negativos.

En el siguiente cuadro se comparan los pagos de acceso imputados a los clientes a tarifa integral y a mercado, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2003. Los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales se calculan descontando en las tarifas integrales de la propuesta de RD, el coste de generación y la moratoria nuclear correspondiente.

En este análisis se ha considerado, para calcular el coste de generación implícito en cada grupo tarifario, un escenario de evolución de los precios de mercado similar al registrado en 2001 que se ha aplicado a las diferentes curvas de carga, así como los pagos de garantía de potencia del RD-L 6/2000 para todos los clientes excepto para aquellos que puedan acogerse a la tarifa 3.0A a quienes se aplica la modificación considerada en la disposición adicional tercera de la propuesta de RD. Se observan las siguientes diferencias entre los pagos por facturar a tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD.

**Pagos implícitos acceso y tarifas de acceso de clientes a tarifa integral peninsular
(Escenario previsión CNE)**

	Consumo (MWh)	Tarifa Integral (Cent €/kWh)	Pagos implícitos de acceso (Cent €/kWh)	Acceso Propuesta RD (Cent €/kWh)
2.0	51.591.223	10,52	4,99	5,08
2.0 NA	9.312.912	6,60	2,47	3,43
3.0 A	14.494.586	9,26	4,88	4,04
	75.398.721	9,79	4,66	4,68
3.1 A	5.546.242	8,02	4,07	2,71
6.1	6.487.629	4,97	1,38	1,75
	12.033.871	6,38	2,62	2,20
6.2	3.038.693	4,36	0,86	1,31
6.3	1.794.496	3,68	0,30	0,95
6.4	307.404	5,13	1,70	1,44
	5.140.593	4,17	0,71	1,19
6.5				
NT1	1.033.967	3,47	-0,14	0,13
NT2	5.995.194	2,71	-0,70	0,13
NT3	8.776.949	2,57	-0,74	0,13
NT4	13.084.772	2,45	-0,61	0,13
	28.890.882	2,58	-0,65	0,13
Total Tarifa Integral	121.464.067	7,50	3,03	3,20

Fuente: CNE

Nota: Consumo peninsular de Clientes a Tarifa Integral

- El ingreso medio por facturar a las tarifas de acceso de la propuesta de RD a aquellos clientes que se acojan a tarifa integral en 2003, es



superior a la facturación media por acceso de dichos clientes si se aplican las tarifas de acceso de la propuesta (3,2 cent. €/kWh y 3,03 cent. €/kWh, respectivamente).

- Los precios medios de acceso por grupos tarifarios son muy diferentes en el caso de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso.
- Ciertos clientes de alta tensión se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y los costes de generación, de gestión comercial a tarifa integral y moratoria nuclear correspondiente) pagos de acceso negativos.
- Por el contrario, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de RD. Los casos más significativos son en baja tensión las tarifas 3.0 y 4.0, en media tensión las tarifas no interrumpibles por lo que son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y serán los que, por tanto, tendrán más incentivos a acudir al mercado.

En opinión de esta Comisión, las distorsiones que subyacen en el sistema tarifario actual hacen necesario, ante la posibilidad de acceder al mercado por parte de todos los clientes, introducir, ya mismo, modificaciones en las estructuras de tarifas integrales y de acceso que procuren la coherencia entre ambas estructuras.



4. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2002

4.1. La retribución del transporte

La determinación de la retribución de la actividad de transporte se basa en lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Para obtenerla es preciso establecer una serie de hipótesis sobre el valor de los parámetros que son relevantes para el cálculo de las tres partidas de coste que componen los ingresos de esta actividad: a) el coste acreditado al transporte (actualización del valor correspondiente a 1998), b) el coste por nuevas inversiones puestas en servicio desde 1998 y c) el incentivo a la disponibilidad.

En la propuesta de Real Decreto que se informa la retribución de la actividad de transporte asciende a **753.029** miles de euros para el año 2003, de los cuales **414.200** miles de euros corresponden a REE y **282.149** miles de euros corresponden al resto de empresas peninsulares sometidas a la liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y **56.680** miles de euros a las empresas insulares y extrapeninsulares. Dichas cifras correspondientes a la retribución del transporte, sin considerar la correspondiente a las empresas insulares y extrapeninsulares, son superiores a los **692.730** miles de euros calculados por la Comisión en aplicación del referido Real Decreto 2819/1998, de los cuales **407.168** miles de euros corresponden a REE y **285.562** miles de euros corresponden al resto de las empresas. Es preciso destacar que la diferencia tan elevada existente entre la propuesta de retribución para REE que aparece en la propuesta de Real Decreto y la calculada por esta Comisión, obedece a que el Ministerio ha tomado la cifra aportada por la propia REE en la remisión de la información

necesaria para el cálculo de la tarifa del 2003. Estas cifras, si bien se han calculado tomando la misma información en lo relativo a las instalaciones puestas en servicio, se han basado en datos macroeconómicos distintos, lo que explica su diferencia. Por tanto, se estima necesario que se proceda a modificar la cifra relativa a la retribución correspondiente a REE.

En relación con la retribución a la actividad de transporte correspondiente a las empresas insulares y extrapeninsulares, esta Comisión no dispone en la actualidad de información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, desconociéndose, así mismo, los criterios utilizados para su determinación.

El cuadro siguiente contiene el desglose por empresas de los ingresos calculados por la CNE por el total de los tres conceptos de coste contemplados en el citado Real Decreto 2819/1998. Los mismos se han calculado, por un lado a partir de las Auditorias de las empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 1998, 1999, 2000 y, para algunas empresas, en 2001, y por otro lado a partir de la información suministrada por dichas empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 2001 y 2002, todo ello con el escenario de parámetros que se recoge a continuación.

Retribución a la actividad de transporte peninsular en 2003

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
TOTAL	507.236	527.797	554.138	583.125	632.293	692.730
REE	307.243	319.712	334.923	353.532	373.698	407.168
IB	79.316	81.172	83.787	86.313	92.029	101.039
UEF	25.591	26.194	30.662	32.451	48.531	53.279
HC	2.554	3.149	3.525	3.663	3.668	6.103
E. VIESGO	4.886	4.706	4.796	5.130	5.584	5.733
G. ENDESA	87.646	92.864	96.445	102.036	108.783	119.408
SEVILLANA	31.806	32.410	33.665	36.026	39.033	41.453
FECSA-ENHER	44.024	47.449	49.051	51.515	54.092	61.431
ERZ	6.389	7.475	8.032	8.612	9.606	10.438
T. EBRO	5.427	5.530	5.696	5.883	6.052	6.086

Fuente: Elaboración Propia

Parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte

Parámetros	1998	1999	2000	2001	2002	2003
IPC previsto (*)	1,40%	2,90%	4,00%	2,70%	3,50%	2,00%
X	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Y	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Tasa Retribución (**)	6,37%	5,25%	3,94%	5,38%	5,25%	4,30%
Disponibilidad objetivo	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%
K	1	1	1	1	1	1

* Fuente: MINECO e INE

**Fuente: MINECO y BE

Con la finalidad de aunar criterios de cara a los cálculos necesarios para el establecimiento de la tarifa eléctrica para el 2003, la Dirección General de Política Energética y Minas ha fijado los valores de los parámetros macroeconómicos a utilizar para los años 2000, 2001, 2002 y 2003, que aparecen en el cuadro anterior. Del mismo modo, para los años 1998 y 1999,

se han utilizado los valores del MIBOR a tres meses, publicados por el BE para el cálculo de la tasa de retribución y los valores del IPC definitivos publicados por el INE.

La retribución propuesta por esta Comisión arroja un incremento de costes del 8,58 % respecto a la establecida en el Real Decreto de tarifas del año 2002.

Cabe destacar que, con fecha 3 de octubre ha sido dictada Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan de manera provisional las cantidades correspondientes a la actividad de transporte para los años 1999, 2000 y 2001, aplicables a las liquidaciones correspondientes a dichos años. Dichas cantidades fueron calculadas por esta Comisión en base a la información de las Auditorias sobre inversiones en instalaciones con tensión superior a 36 kV de las empresas transportistas en los años 1998, 1999 y 2000. El análisis detallado de estas Auditorias ha puesto de manifiesto la necesidad imperiosa de homogeneizar la información que en ellas se incluye. Teniendo en cuenta esto, esta Comisión entiende, como ya manifestó en su informe de retribución de los citados años, que se debería proceder a la modificación del texto de las futuras Resoluciones que se dicten al respecto por la Dirección General de Política Energética y Minas, en el sentido de definir, inequívocamente, los criterios de partida para la realización de las referidas Auditorias, así como los formatos y desgloses de la información en ellas contenida. En este sentido es de vital importancia que las mismas recojan de forma inequívoca la fecha del Acta de Puesta en Servicio de las instalaciones.

Así mismo, esta Comisión ha elevado al Ministerio de Economía el Informe en el que se establece el importe provisional reconocido a la actividad de transporte para 2002, con su desglose por empresas, aplicable a las liquidaciones correspondientes a dicho año 2002. Para este Informe se han utilizado las Auditorias disponibles para los años 1998, 1999 y 2000 y para el



2001 las declaraciones de las empresas transportistas sobre instalaciones puestas en servicio, de las que no existían en su momento Auditoría.

En el cuadro siguiente se recogen las diferencias observadas entre las cantidades asignadas a la actividad de transporte en las tarifas de los sucesivos ejercicios y las que se derivarían de la aplicación literal del mencionado Real Decreto 2819/1998, una vez disponibles los parámetros definitivos y las instalaciones puestas en servicio de cada ejercicio.

Diferencias entre la retribución del transporte reconocida en las tarifas y la obtenida por aplicación del R.D. 2819/1998

Retribución de la actividad de transporte (miles de euros)						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Aplicación R.D. 2819/98	507.236	527.797	554.138	583.125	632.293	692.730
Reconocido R.D. Tarifas	507.236	521.438	550.142	581.834	633.262	703.405
Diferencia	0	-6.359	-3.995	-1.291	969	10.676
Diferencia acumulada	0	-6.359	-10.354	-11.645	-10.676	0

Fuente: Elaboración propia.

Puede observarse que, entre las cantidades que se derivan de la aplicación del Real Decreto 2819/1998 y las recogidas en los Reales Decretos de Tarifas de cada año, existe un déficit acumulado, desde el ejercicio 1998, de 10.676 miles de euros. Por tanto, si se decidiese corregir esta situación, en las tarifas del ejercicio 2003 habría que establecer una cantidad de 703.405 miles de euros para la actividad de transporte. No obstante, ya en el Real Decreto 1483/2001 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002 se señaló que la cantidad reconocida a la retribución de la actividad de transporte tenía el carácter de máxima. Así mismo, no se estima pertinente realizar la anterior corrección ya que, como se verá más adelante, en el Real Decreto 2819/1998 existen una serie de incorrecciones e inconcreciones que aconsejan no tomar en estos momentos dicha decisión. Cabe adelantar que en el cálculo de la retribución



total del transporte no se tienen en cuenta, en la actualidad, los cierres de instalaciones que se hayan producido desde 1998, ni el agotamiento de la vida útil de las instalaciones. En un apartado posterior se ofrece una reflexión sobre las consecuencias de no incorporar en el cálculo de los costes de transporte el cierre y la prolongación de la vida útil de las instalaciones.

En el grueso de la retribución de la actividad de transporte calculada por esta Comisión para el año 2003, un 80,91% corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, representando las nuevas inversiones desde 1998 un 18,09 % y el incentivo de disponibilidad un 1,00 %.

A este respecto, dado que el esfuerzo inversor de cada empresa ha sido muy distinto en los últimos años, se estima conveniente señalar que, en el Real Decreto de Tarifas para 2003 que finalmente se apruebe, deberían incluirse los porcentajes provisionales que, sobre la cantidad total, corresponde a cada una de las empresas, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones.

En el cuadro siguiente se recogen los mencionados porcentajes provisionales que correspondería a cada una de las empresas transportistas para el ejercicio 2003.

**Porcentajes de reparto por empresas
de la retribución al transporte en 2003**

	Miles de euros	(%)
TOTAL	692.730	100,00%
REE	407.168	58,78%
IB	101.039	14,58%
UEF	53.279	7,69%
HC	6.103	0,88%
E. VIESGO	5.733	0,83%
G. ENDESA	119.408	17,24%
SEVILLANA	41.453	5,98%
FECSA-ENHER	61.431	8,87%
ERZ	10.438	1,51%
T. EBRO	6.086	0,88%

Fuente: Elaboración propia.

**4.1.1. Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a
1.998**

El coste acreditado a la actividad de transporte por inversiones anteriores a 1998 asciende a 560.516 miles de euros en el año 2003, cuyo desglose por empresas se presenta en el cuadro siguiente.

Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998

Coste acreditado actualizado (miles de €)						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
TOTAL	507.236	516.874	532.380	541.430	554.966	560.516
REE	307.243	313.081	322.473	327.956	336.154	339.516
IB	79.316	80.550	82.825	84.233	86.339	87.203
UEF	25.591	26.077	26.860	27.316	27.999	28.279
HC	2.554	3.149	3.525	3.584	3.674	3.711
E. VIESGO	4.886	4.706	4.707	4.787	4.906	4.955
G. ENDESA	87.646	89.311	91.990	93.554	95.893	96.852
SEVILLANA	31.806	32.410	33.382	33.950	34.798	35.146
FECOSA-ENHER	44.024	44.861	46.206	46.992	48.167	48.649
ERZ	6.389	6.510	6.705	6.819	6.990	7.060
T. EBRO	5.427	5.530	5.696	5.793	5.938	5.997

Fuente: *Elaboración propia.*

Este coste se obtiene, para cada año, actualizando con el IPC-X los costes acreditados para cada empresa en el ejercicio de 1998 establecidos en el Real Decreto 2819/1998, siendo el IPC el previsto y X un factor de eficiencia que toma el valor de 1. Conviene indicar, en este punto, que en la fórmula de actualización dada en el Real Decreto 2819/1998 existe ya un primer error ya que, literalmente, para calcular, por ejemplo, el coste acreditado del año 1999, habría que actualizar la cantidad acreditada para el ejercicio de 1998 con el IPC del 1998 y el IPC del año 1999, lo cual es un absurdo desde el punto de vista económico. Al igual que se hizo en el cálculo tarifario de anteriores ejercicios, en este Informe no se ha considerado en la actualización el IPC correspondiente al año 1998.

Los datos correspondientes a Iberdrola, Electra de Viesgo, e Hidroeléctrica del Cantábrico, en los años 1999, 2000, 2001, 2002 y 2003 se han confeccionado teniendo en cuenta los efectos retributivos de la adquisición de determinados

activos de transporte de Iberdrola y Electra de Viesgo por Hidroeléctrica del Cantábrico.

4.1.2. El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, incluye como concepto de retribución de la actividad de transporte los costes de inversión y de explotación correspondientes a las inversiones realizadas en nuevas instalaciones de transporte. Estas inversiones en nuevas instalaciones de transporte pueden acometerse por procedimientos concursenciales o mediante autorización directa. En el primer caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones serán los que se deriven de las condiciones del concurso. En el segundo caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones se determinarán por la aplicación de unos valores estándares en concepto de costes de inversión y de costes de explotación establecidos en el Real Decreto 2819/1998.

Hasta el momento, pese a las reiteradas recomendaciones de esta Comisión, todas las instalaciones de transporte puestas en funcionamiento desde la entrada en vigor del Real Decreto 2819/1998 se han adjudicado de forma directa. En consecuencia, los costes correspondientes a nuevas inversiones se obtienen por aplicación de los referidos valores estándares.

El siguiente cuadro contiene información sobre las instalaciones de transporte que han entrado en funcionamiento en 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002, de acuerdo con la información facilitada por las empresas transportistas. Al respecto, la información correspondiente a nuevas líneas, subestaciones y transformadores de potencia en los ejercicios de 1998, 1999 y 2000 pueden considerarse como definitivas, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las instalaciones relativas al año 2001

serán provisionales hasta que se presente, por parte de todas las empresas, las Auditorías correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2002 se corresponden con las previsiones de puesta en servicio de cada empresa.

La experiencia de los anteriores ejercicios tarifarios, en el que se incluyeron por parte de las empresas instalaciones que finalmente no entraron en servicio, invita a que se cuestione seriamente esta última información y, como consecuencia, se hace necesario instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la misma. Dado el esfuerzo inversor que requieren las instalaciones de transporte, una posibilidad sería establecer que la retribución de las nuevas instalaciones de transporte empiece a percibirse desde el momento de su puesta en servicio, evitando así que las empresas transportistas, con la finalidad de que no se retrase la percepción de su retribución, declaren instalaciones previstas poner en servicio que finalmente, por los motivos que sean, no lo hacen.

Igualmente, se considera oportuno involucrar al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte en la confección y validación de dicha información ya que éste es el responsable último del desarrollo de la red de transporte, por lo cual debe garantizarse su independencia respecto de la función que realiza REE como transportista.

Altas de instalaciones de transporte

	TOTAL				
	1998	1999	2000	2001	2002
Total líneas (km circuito)	390,9	139,4	395,0	569,9	902,6
Líneas aéreas (km circuito)	379,7	133,2	394,3	530,9	876,9
Líneas 220 kV	85,1	133,2	14,6	272,1	175,1
Líneas 400 kV	294,6	0,0	379,7	258,8	701,8
Líneas subterr. (km circuito)	11,2	6,2	0,7	39,0	25,7
Líneas 220 kV	11,2	6,2	0,7	39,0	25,7
Líneas 400 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Posiciones subestación (nº)	19	28	57	109	198
Posiciones 220 kV	16,0	24,0	18,0	77,0	141,0
Posiciones 400 kV	3,0	4,0	21,0	32,0	57,0
Capacidad transform. (MVA)	0	925	1.700	600	2.250
400/220 kV	0,0	925,0	800,0	600,0	1.800,0
400/132 kV	0,0	0,0	900,0	0,0	450,0
Reactancias (MVar)	0,0	0,0	0,0	0,0	150,0
Bancos de condensadores (MVar)	0,0	0,0	0,0	0,0	400,0
Despachos maniobra (MPTA) (*)	2.626,6	2.727,8	4.371,0	3.760,9	0,0

(*) Inversiones realizadas en 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 respectivamente

Fuente: *Elaboración propia.*

En cuanto a las inversiones realizadas en Despachos de Maniobra y Centros de Control de Transporte, la información facilitada por las empresas, tal y como se solicitó, incluye únicamente inversiones en Despachos de Maniobra y Centros de Control imputables a la actividad de transporte.

Es preciso destacar que en el año 2002 se han puesto en servicio las primeras baterías de condensadores conectadas directamente a la red de transporte. Al respecto, los costes unitarios reconocidos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, que no figuran en el Real Decreto 2819/1998, se han considerado teniendo en cuenta el escrito de la Dirección General de



Política Energética y Minas de 22 de enero de 2002 que viene a estimar unos costes de inversión de 24.100 €/MVA_r y unos costes anuales de operación mantenimiento del 2,6 % sobre la inversión total. Dichos costes reconocidos, tal y como la propia Dirección General de Política Energética y Minas indica en dicho escrito deben considerarse como provisionales hasta en tanto no se disponga de los costes auditados realmente incurridos.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 124.375 miles de euros en el año 2003, de los cuales 11.891 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.158 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1999, 15.266 miles de euros por las inversiones realizadas en 2000, 36.178 miles de euros por las inversiones realizadas en 2001 y 52.882 miles de euros por las inversiones realizadas en 2002. En el cuadro siguiente se muestra la repercusión que para cada empresa suponen, en el año 2003, las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1998.

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 en el año 2003 (miles de euros)

	C 2003 Por inv. 1.998	C 2003 Por inv. 1.999	C 2003 por inv. 2.000	C 2003 por inv. 2.001	C 2003 Por inv. 2.002	Total Costes 2.003
TOTAL	11.891	8.158	15.266	36.178	52.882	124.375
REE	7.191	2.962	11.528	12.930	28.486	63.097
IB	682	341	1.152	2.918	8.494	13.586
UEF	127	3.915	791	15.311	3.805	23.950
HC	0	0	0	0	2.307	2.307
E. VIESGO	0	95	113	372	34	615
G. ENDESA	3.892	845	1.681	4.647	9.757	20.820
SEVILLANA	0	301	764	2.513	2.127	5.704
FECSA-ENHER	2.835	190	567	1.410	6.888	11.890
ERZ	1.056	354	351	724	741	3.226
T. EBRO	0	0	0	0	0	0

En el siguiente cuadro se puede apreciar, para cada empresa, la evolución de los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1999 al año 2003:

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 (miles de euros)

	Total Costes 1.999	Total Costes 2.000	Total Costes 2.001	Total Costes 2.002	Total Costes 2.003
TOTAL	10.923	18.951	33.984	70.427	124.375
REE	6.631	9.643	20.943	34.268	63.097
IB	622	962	2.080	4.992	13.586
UEF	116	3.802	4.624	19.750	23.950
HC	0	0	0	0	2.307
E. VIESGO	0	89	199	569	615
G. ENDESA	3.554	4.454	6.138	10.847	20.820
SEVILLANA	0	283	1.018	3.508	5.704
FECSA-ENHER	2.589	2.845	3.435	4.903	11.890
ERZ	965	1.326	1.684	2.436	3.226
T. EBRO	0	0	0	0	0

Fuente: *Elaboración propia.*

Los costes de transporte por las nuevas inversiones directas se calculan como la suma de dos componentes: costes de inversión (C.I.) y costes de explotación (C.E.). El desglose por ambos conceptos de coste se presenta en el cuadro siguiente:



Costes de transporte por nuevas inversiones. Aplicación R.D. 2819/1998 (Miles €)

Costes de transporte por nuevas inversiones (miles de euros)															
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2002			COSTES AÑO 2003		
	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL
INV. 1998	8.726	2.197	10.923	8.988	2.263	11.251	9.141	2.301	11.442	9.369	2.359	11.728	9.500	2.392	11.891
INV. 1999	0	0	0	5.872	1.828	7.700	5.972	1.859	7.831	6.121	1.906	8.027	6.221	1.938	8.158
INV. 2000	0	0	0	0	0	0	10.646	4.064	14.711	10.912	4.166	15.078	11.052	4.213	15.266
INV. 2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26.189	9.405	35.594	26.630	9.547	36.178
INV. 2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36.537	16.345	52.882
Total .	8.726	2.197	10.923	14.860	4.091	18.951	25.759	8.225	33.984	52.592	17.836	70.427	89.940	34.435	124.375

Fuente: *Elaboración propia.*

Los costes de inversión, en la redacción actual del Real Decreto 2819/1998, se obtienen como la suma de dos anualidades: una en concepto de amortización de los activos y otra en concepto de retribución de los mismos. Una vez puestas en servicio las instalaciones, se calculan la amortización y la retribución del primer año. La amortización se determina dividiendo el valor de la inversión por la vida útil (40 años para líneas, subestaciones y máquinas; 14 años para los despachos de maniobra). La retribución se calcula aplicando una tasa monetaria (MIBOR a 3 meses + 1%) al valor de la inversión. El coste de inversión desde el segundo año hasta el final de la vida útil se establece actualizando la anualidad del primer año con el IPC-Y.

Este procedimiento de remuneración da lugar a unos flujos de ingresos cuyo Valor Actualizado Neto supera con claridad al valor estándar de las inversiones en el momento de su entrada en servicio, como se puede comprobar en el siguiente cuadro. El mismo muestra el valor de las instalaciones de transporte puestas en servicio en 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 y el Valor Actualizado Neto de los costes de inversión que se obtendrían por aplicación del Real Decreto 2819/1998. El escenario analizado contempla un IPC del 2%, un factor Y del 1% y una tasa monetaria del 4,30 % para el año 2003 y siguientes. Para los años 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 se han utilizado los parámetros



recogidos en el anterior Cuadro de parámetros para el cálculo de los ingresos de la actividad de transporte.

De aplicarse literalmente el mecanismo de retribución de las nuevas inversiones que se deriva del Real Decreto 2819/1998, las empresas transportistas recuperarían al final de la vida útil de estos activos un valor muy superior al reconocido como costes estándares. Esto se debe a que se está utilizando una tasa monetaria, en vez de una tasa real, para retribuir dichas instalaciones, y a que no se tiene en cuenta que el valor de los activos decrece con el tiempo en la medida en que se van amortizando.

Comparación entre el Valor de Inversión y el VAN de los costes de inversión s/ R.D. 2819/1998 (miles de euros)

	LINEAS+SUB.					DESPACHOS MANIOBRA				
	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001	INV. 2002	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001	INV. 2002
Valor Inversion	110.199	59.311	104.531	284.110	487.404	0	16.976	17.552	28.244	24.940
VAN costes Inversión s/ R.D.	198.212	87.863	186.675	495.309	937.443	0	21.604	24.903	39.422	31.814
Diferencia	79,9%	48,1%	78,6%	74,3%	92,3%	0,0%	27,3%	41,9%	39,6%	27,6%

Fuente: *Elaboración propia.*

Por el contrario, si se utilizase una tasa real de retribución y se tuviera en cuenta el decrecimiento del valor neto de los activos, se obtendría un flujo de ingresos que permitiría recuperar el valor estándar de los mismos en el momento de su puesta en servicio. Las siguientes modificaciones, tal y como ya se planteó en los anteriores Informes de esta Comisión sobre las tarifas para los pasados ejercicios, en la definición de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998, permitirían alcanzar el resultado mencionado.



$$CI_n = A_n + R_n$$

$$A_n = A_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$A_1 = \frac{VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1)}{Vu}$$

$$R_n = VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \times Tr_n \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$R_1 = VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) \times Tr_1$$

$$VAIN_n = VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) - A_n \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$VAIN_1 = VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) - A_1$$

donde:

- CI: coste de inversión
- A: amortización
- R: retribución
- VAI: valor inversión
- VAIN: Valor Neto Inversión
- Tr: tasa real
- Vu: vida útil

En el siguiente cuadro se muestra la comparación entre los costes de inversión que se obtendrían con este método y los que se derivan de aplicar el Real Decreto 2819/1998. De la comparación se deduce que en el año 2003 existiría una sobreestimación de los costes de inversión por aplicación estricta del Real Decreto 2819/1998, que podría cuantificarse en el 31,35 %.



Comparación entre los costes de inversión s/ R.D. 2819/1998 y la propuesta de modificación (miles de euros)

Comparación Costes Inversión										
	Costes Inv. R.D. 1999	Costes Inv. R.D. 2000	Costes Inv. R.D. 2001	Costes Inv. R.D. 2002	Costes Inv. R.D. 2003	Costes Inv. R.D. Corregido 1999	Costes Inv. R.D. Corregido 2000	Costes Inv. R.D. Corregido 2001	Costes Inv. R.D. Corregido 2002	Costes Inv. R.D. Corregido 2003
Inversiones 1998	8.726	8.988	9.141	9.369	9.463	6.204	3.931	7.003	6.023	6.643
Inversiones 1999		5.872	5.972	6.121	6.182		3.493	5.613	4.936	5.339
Inversiones 2000			10.646	10.912	11.022			8.041	7.361	8.031
Inversiones 2001				26.189	26.451				17.559	19.723
Inversiones 2002				0	36.537				0	28.522
Total	20.740	26.880	37.785	64.624	89.655	6.204	7.425	20.657	35.878	68.257

Fuente: *Elaboración propia.*

El cuadro siguiente contiene el valor de los costes de transporte por las nuevas inversiones directas si se modificase, según la propuesta anterior, el procedimiento de cálculo de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998. De esta forma, los costes de transporte por nuevas inversiones directas se reducirían un 23 % en el año 1999, un 39 % en el año 2000, un 15 % en el año 2001, un 24% en el 2002 y un 17% en 2003.

Costes de transporte por nuevas inversiones corregidos (miles de euros)

Corrección costes de transporte por nuevas inversiones (miles de euros)															
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2002			COSTES AÑO 2003		
	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL
INV. 1998	6.204	2.197	8.400	3.931	2.263	6.194	7.003	2.301	9.304	6.023	2.359	8.381	6.643	2.392	9.035
INV. 1999	0			3.493	1.828	5.321	5.613	1.859	7.472	4.936	1.906	6.842	5.339	1.938	7.277
INV. 2000	0						8.041	4.064	12.106	7.361	4.166	11.527	8.031	4.213	12.244
INV. 2001	0									17.559	9.405	26.964	19.723	9.547	29.270
INV. 2002													28.522	16.345	44.867
Total .	6.204	2.197	8.400	7.425	4.091	11.515	20.657	8.225	28.882	35.878	17.836	53.714	68.257	34.435	102.692

Fuente: *Elaboración propia*

Por último, en el cuadro siguiente se resume el total de los ingresos por la actividad de transporte que resultaría de corregir, de acuerdo con lo anterior, los costes de transporte por inversiones directas. El resultado es una reducción de los ingresos de la actividad de transporte de 2.523 miles de euros en el año



1999, 7.496 miles de euros en el año 2000, 5.102 miles de euros en el año 2001, 18.367 miles de euros en el año 2002 y 24.344 miles de euros en el año 2003. Nótese que el ingreso por incentivo a la disponibilidad se ha reducido como consecuencia de que el mismo se define como un porcentaje de la suma del coste acreditado al transporte y del coste correspondiente a las nuevas inversiones.

Retribución del transporte con corrección del R.D. 2819/1998 (miles de euros)						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Coste acreditado 1998	507.236	516.874	532.380	541.430	554.966	560.516
Nuevas inversiones	0	8.400	11.515	28.882	52.168	100.938
Inversiones 1998	0	8.400	6.194	9.304	8.381	9.035
Inversiones 1999	0	0	5.321	7.472	6.842	7.277
Inversiones 2000	0	0	0	12.106	11.527	12.244
Inversiones 2001	0	0	0	0	25.418	27.630
Inversiones 2002	0	0	0	0	0	44.752
Incentivo Disponibilidad	0	0	2.747	7.711	6.791	6.932
TOTAL	507.236	525.274	546.642	578.023	613.925	668.386

Fuente: Elaboración propia

En resumen, el tratamiento retributivo implícito en el Real Decreto 2819/1998 de las nuevas inversiones realizadas por autorización directa, da lugar a una remuneración de las empresas que acometan dichas inversiones superior a la necesaria para recuperar el valor estándar de las instalaciones puestas en servicio.

Esto se corregiría parcialmente con las modificaciones que se han propuesto anteriormente, pero no resolvería el problema por completo. En este sentido conviene recordar que la retribución por nuevas inversiones se une a la correspondiente a los activos existentes hasta el 31 de diciembre de 1997, que en la terminología del reiterado Real Decreto se conoce como coste acreditado a la actividad de transporte en 1998. Estos costes se actualizan cada año con el IPC-X y dan lugar a la retribución anual por este concepto.

Aquí, de nuevo, la retribución del transporte se ve sobrevalorada, debido a que, si bien se añaden a la bolsa inicial de 1998 actualizada los costes por nuevas inversiones, no se deducen, sin embargo, los correspondientes a las instalaciones que son objeto de cierre o que han agotado su vida útil.

El artículo 8 del Real Decreto 2819/1998 establece que el procedimiento de cálculo del coste acreditado de las instalaciones objeto de cierre, será similar al utilizado para el cálculo de los costes acreditados a las nuevas inversiones autorizadas de forma directa. Cabría entender que dicha similitud conlleva a considerar la instalación objeto de cierre como si fuera nueva, es decir, que se valoraría ésta a coste de reposición, aunque en buena lógica se debería valorar al coste que actualmente tiene dicha instalación para el sistema. Con esta interpretación se estaría sobrevalorando el coste acreditado a dichas instalaciones objeto de cierre. Tampoco queda claro cuál es el fin último de dicho cálculo. Si se interpreta que debe descontarse el coste de las instalaciones objeto de cierre para determinar la retribución del transporte, los datos aportados tanto por el Ministerio de Economía como por la CNE deben tomarse como provisionales.

Análogamente, deberían descontarse los costes de inversión de aquellas instalaciones que, habiendo superado la vida útil, siguen en funcionamiento, debiéndoseles reconocer exclusivamente a efectos retributivos los costes de operación y mantenimiento y, en su caso, los costes de alargamiento de vida.

Mención especial requieren las instalaciones que han sido objeto de CESIÓN por parte de terceros a las compañías eléctricas y que éstas declaran para la retribución como instalaciones puestas en funcionamiento en el año de la cesión. Conforme lo que establece el citado Real Decreto 1955/2000, a dichas instalaciones cedidas únicamente se les deben reconocer los costes de



operación y mantenimiento, lo cual ha sido debidamente tenido en cuenta en los cálculos realizados por esta Comisión.

En conclusión, la regulación económica de la actividad de transporte que se establece en el Real Decreto 2819/1998, tendría como resultado un exceso retributivo de dicha actividad, por cuanto se reconocen los costes de las nuevas inversiones de manera sobrevalorada, y no se tiene en cuenta el cierre de instalaciones o la existencia de instalaciones que sigan en funcionamiento aunque hayan superado la vida útil. Todas estas consideraciones llevan a proponer, tal y como ya se manifestó en los informes sobre las tarifas de los años 2000, 2001 y 2002 y en los informes sobre la propuesta de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan de manera provisional las cantidades correspondientes a la actividad de transporte para los años 1999, 2000, 2001 y 2002, una revisión que debería, al menos, abordar: 1) la corrección de la fórmula de actualización de la retribución correspondiente a las instalaciones a 31 de diciembre de 1997; 2) la corrección de las fórmulas de cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones puestas en servicio desde el año 1998; 3) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones objeto de cierre, ya sea dicho cierre motivado por necesidades del Sistema (por ejemplo, por insuficiente potencia de cortocircuito) o por decisión de la empresa transportista (por ejemplo, acuerdos para pasar una línea aérea a subterránea); 4) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones que siguen en funcionamiento aún habiendo agotado su vida útil; 5) el tratamiento económico a establecer para aquellas instalaciones que, habiendo sido declaradas por las empresas, de acuerdo con sus previsiones de puesta en servicio, a efectos del cálculo de la tarifa del siguiente ejercicio, finalmente no han entrado en explotación; 6) la modificación de la fórmula de cálculo del incentivo a la disponibilidad y 7) el tratamiento económico a establecer ante el uso de determinadas instalaciones eléctricas de transporte,

financiadas por los consumidores de energía eléctrica vía las tarifas y/o los peajes, para otras actividades distintas de la eléctrica.

Por otro lado, las empresas transportistas han puesto de manifiesto la necesidad de incluir en el Real Decreto 2819/2000, de 23 de diciembre, determinados costes que no están contemplados como, por ejemplo, los costes de inversión en baterías de condensadores y los costes de operación y mantenimiento de baterías de condensadores, transformadores y reactancias, así como algunos otros costes que se han incrementado sensiblemente en los últimos años.

Asimismo, las empresas transportistas han transmitido en diferentes ocasiones, la problemática surgida ante la construcción de instalaciones eléctricas de transporte. El rechazo creciente a la construcción de instalaciones de transporte hace aún más difícil cumplir los plazos estimados de puesta en servicio de las nuevas instalaciones, provocando con ello a su vez el retraso de la retribución de las mismas. Por este motivo, una posibilidad, como ya se ha indicado, sería modificar el Real Decreto 2819/2000, en aras de que la retribución de las nuevas instalaciones de transporte empezara a percibirse desde el momento de su puesta en servicio.

Por último, tal y como han manifestado algunas empresas transportistas, en relación con las instalaciones de transporte que se tuvieron en cuenta para fijar las cantidades correspondientes a la actividad de transporte para el año 1998 (coste acreditado al transporte), se observa que en algunas instalaciones multipropiedad el porcentaje total supera o no llega al 100 %, que las reactancias sólo figuran para REE, teniéndose constancia de la existencia de reactancias propiedad de otras empresas transportistas y que existen instalaciones que no han sido tenidas en cuenta para el establecimiento de dicho coste acreditado al transporte.



4.1.3. Incentivo a la disponibilidad

Las empresas transportistas pueden obtener una prima o una penalización en su retribución para la actividad de transporte en función de los índices de disponibilidad de sus instalaciones, según lo establecido en el Real Decreto 2819/1998. Esta prima se calcula como un porcentaje de los costes acreditados correspondientes a todas las instalaciones, nuevas y antiguas, siendo tanto mayor cuanto mayor sea la disponibilidad real de las instalaciones respecto a una que se fija como objetivo. En concreto, las expresiones del Real Decreto 2819/1998 son las siguientes:

$$ID_{in-1} = d_{in-1} \times (TR_{1998in-1} + IINT_{in-1})$$
$$d_{in-1} = k(dr_{in-1} / do_{in-1} - 1)$$

Dicha formulación no es correcta desde el punto de vista de esta Comisión ya que, literalmente, la prima a cobrar en el ejercicio "n" se calcula en función de la disponibilidad alcanzada en dicho ejercicio "n", la cual no es conocida hasta que dicho ejercicio finaliza. Considerando que la prima a cobrar en el ejercicio "n" debe calcularse en función de la disponibilidad del ejercicio "n-1", surge la duda de si la misma debe aplicarse al coste acreditado a las instalaciones, nuevas y antiguas, del ejercicio "n-1" o del "n". En el presente informe se ha considerado esta última opción.

Hasta el momento, no se han determinado los valores y fórmulas de cálculo que permitan obtener este incentivo a la disponibilidad, en concreto, no se ha especificado cómo determinar k, d_r y d_o. No obstante, del artículo 26 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, sobre *Calidad global*, puede concluirse que el valor de d_o se ha fijado en el 0,97, que ha sido el considerado en el presente Informe, y que el valor de d_r se calcularía de la siguiente manera:



$$d_r = 1 - II$$

donde II es el índice de indisponibilidad que se define de la siguiente forma:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i}$$

siendo:

- t_i : tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas)
- n : nº total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.
- T : duración de período de estudio (horas)
- PN_i : Potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva

La anterior formulación puede valorarse como de poco rigurosa. Así, por ejemplo, se da el mismo peso relativo a la potencia de una línea que a la de un transformador, cuando la realidad nos indica que las tasas de fallo de uno y otro elemento no son equiparables. Por tanto, esta Comisión entiende que dicha formulación debería ser modificada.

Por otro lado, la definición de objetivos de disponibilidad debería asentarse sobre un conjunto de criterios que permitan contrastar las bondades del mecanismo de incentivos propuesto. En este sentido resulta necesario observar, tal y como ya manifestó esta Comisión con motivo de los informes sobre las tarifas para el año 2001 y 2002, los siguientes principios

- El incentivo a la disponibilidad debería estar asociado a la base de datos de disponibilidades de todas las instalaciones de transporte convenientemente auditada, además de a cuanta otra información sobre la materia sea relevante.
- El incentivo a la disponibilidad debería estar ligado con las actuaciones acometidas por las empresas de transporte tendentes a mejorarla de un año a otro, así como a los costes evitados al sistema al llevar a cabo dichas actuaciones.

Al hilo de lo anterior, la información que finalmente se ha utilizado y que ha servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de las empresas eléctricas es la que ha remitido el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Cabe destacar que dicha información es incompleta al comprender únicamente el período de enero a septiembre de 2002, inclusive. Por tanto, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

El cuadro siguiente recoge los valores obtenidos para cada empresa.

Incentivo disponibilidad año 2002 (ENERO-SEPTIEMBRE 2002)			
	II (%)	dr (%)	miles de €
TOTAL	2,162%	97,838%	6.932
REE	2,121%	97,879%	3.648
IB	2,759%	97,241%	250
UEF	1,050%	98,950%	1.050
HC	1,614%	98,386%	86
E. VIESGO	0,164%	99,836%	163
G. ENDESA	1,570%	98,430%	1.735
SEVILLANA	1,570%	98,430%	602
FECSA-ENHER	1,570%	98,430%	893
ERZ	1,570%	98,430%	152
T. EBRO	1,570%	98,430%	88

Fuente: *Elaboración propia.*



Parámetros	
Disponibilidad objetivo	97,00%
K	1
T (horas)	8760

Fuente: *Elaboración propia.*

Conviene indicar que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte ha facilitado un único índice de indisponibilidad (II) para el GRUPO ENDESA, por lo que los valores obtenidos para cada una de las empresas que lo integran no dejan de ser una aproximación.

4.2. La retribución de la distribución

4.2.1. Antecedentes

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 20, establece la fórmula de actualización de la retribución global de la distribución, una vez descontados los llamados otros ingresos, correspondiente a las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones establecidas en el Real Decreto 2017/1997. Dicho mecanismo de actualización de la retribución global ya aparecía recogido en el propio Real Decreto 2017/1997.

Dicha fórmula actualiza anualmente el coste reconocido a esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual a 1, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, la retribución de la distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 establece en su Anexo, el mecanismo de transición entre la asignación por el anterior marco regulatorio de los costes acreditados para realizar la actividad de distribución a 31 de diciembre de 1997 de los sujetos a los que les era de aplicación el Real Decreto 1538/1987 y la asignación de dicho importe aplicando los porcentajes de reparto que se derivan del modelo que caracteriza la red de referencia de distribución según las zonas.

Dicho mecanismo establece que el peso de la cantidad a repartir por aplicación del anterior marco regulatorio se reduzca anualmente en un 6,22 por 100, asignando dicha cantidad más la derivada de la actualización anual de la retribución a la cantidad a repartir por aplicación del referido modelo de red de referencia.

Asimismo, también figuran en el Anexo de la citada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, los porcentajes de asignación específicos según el modelo de red de referencia aplicables al año 1998 y al año 1999.

El Real Decreto 1438/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002, determina los costes destinados a retribuir la actividad de distribución en 2002 en 2.700.773 miles de euros. Esta cifra, a su vez, se deriva de la establecida en el Real Decreto 3490/2000, de 29 de

diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, fijada en 2.647.819 miles de euros.

En la actualidad continúa siendo necesaria la justificación de la base retributiva reconocida a la actividad de distribución. La normativa aplicable a la retribución de la actividad de la distribución, iniciada con el Real Decreto 2017/1997, y desarrollada por el Real Decreto 2819/1998 y por la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no ha resuelto este problema.

Cabe destacar, así mismo, que la normativa regulatoria vigente no especifica el periodo a partir del cual ha de revisarse la base retributiva, ni la fórmula de actualización de la retribución, ni el parámetro corrector del IPC, explícitamente 1 para la distribución según los referidos Real Decreto 2017/1997 y Real Decreto 2819/1998, ni el factor de eficiencia. Tampoco se conocen los criterios que justifican la determinación del parámetro corrector del IPC y del factor de eficiencia correspondiente en cada año, a pesar de la sensibilidad que presenta el coste reconocido a la distribución a distintos valores de dichos parámetros.

4.2.2. La retribución de la distribución para el año 2003

El cuadro siguiente presenta los costes a reconocer, una vez descontados los llamados otros ingresos, a la actividad de distribución para el año 2003 calculados por esta Comisión teniendo en cuenta, como se ha expuesto a lo largo del informe un escenario de incremento de la demanda del 4 %. Al respecto, en tanto no se establezcan criterios claros que justifiquen el valor del factor de eficiencia aplicado en la actualización a la retribución de la distribución, se considera un valor igual a 0,3, que ha sido el valor tomado por el Ministerio para establecer las tarifas de 1999, 2000, 2001 y 2002. Como valor del IPC previsto para el año 2003 se ha tomado el valor comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas, que es del 2 %.

Coste a la Distribución (miles de euros) Año 2003

Retribución 2002	2.700.773
IPC previsto	2,00 %
Δ Demanda previsto	4 %
Fe	0,3
Actualizador	1,02212
Retribución 2003	2.760.514

Por tanto, considerando que la demanda crecerá un 4 %, el coste de distribución para el año 2003, una vez descontados los otros ingresos, debería ascender a **2.760.514** miles de euros, esto es, un incremento de **59.741** miles de euros respecto a los reconocidos en la tarifa de 2002.

La propuesta del Ministerio de Economía indica que los costes reconocidos para el año 2003 destinados a la retribución de la actividad de distribución ascienden a **3.142.786** miles de euros, una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de medida y otros, sin incluir costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio. En este importe se ha incluido tanto el coste de distribución correspondiente a las empresas peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, que asciende a **2.755.605** miles de euros, como el coste de distribución de los distribuidores insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, que asciende a **236.927** miles de euros, así como también el margen retributivo correspondiente a los distribuidores acogidos a la mencionada Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, que asciende a **150.253** miles de euros.



En relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas insulares y extrapeninsulares, esta Comisión no dispone en la actualidad de información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, desconociéndose, así mismo, los criterios utilizados para su determinación.

Al mismo tiempo, se considera interesante, tal y como esta Comisión ha manifestado en anteriores Informes de tarifas, que figure de manera explícita dentro de los costes de la actividad de distribución, los relativos a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997.

La diferencia entre la magnitud calculada por esta Comisión - **2.760.514** miles de euros - y la propuesta por el Ministerio de Economía - **2.755.605** miles de euros -, correspondientes a la actividad de distribución, excluido el coste de distribución de los distribuidores insulares y extrapeninsulares y el margen de las empresas acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, es de **4.909** miles de euros, debido a la distinta demanda prevista por la Comisión - 4 % - y por el Ministerio - 3,4 % -.

En relación con el reparto de la retribución total de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sujetas a liquidación conforme al Real Decreto 2017/1997, que propone el Ministerio en el ANEXO VIII de la propuesta de Real Decreto que se informa, el mismo se ha efectuado manteniendo estrictamente los porcentajes de reparto que se derivan de las cantidades especificadas para cada empresa en el Anexo VIII del Real Decreto 1483/2001, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002. Como ya ha tenido ocasión de manifestar esta Comisión con motivo de anteriores expedientes de tarifas, se estima necesario limitar en la mayor medida posible la inestabilidad e incertidumbre regulatoria que se deriva de



modificar año tras año la metodología para el cálculo de los porcentajes de reparto. Valga recordar que mediante la referida Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no sólo se establecieron los porcentajes de reparto de la retribución total de la actividad de distribución para los años 1998 y 1999, sino que también se estableció una metodología para calcular los correspondientes a los sucesivos ejercicios, metodología que ya se vio truncada en virtud de lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 3490/2000, de tarifas para 2001 y en el anexo VIII del Real Decreto 1483/2001, de tarifas para el año 2002.

Asimismo, en el apartado 2 del artículo 8 de dicho Real Decreto 3490/2000, se estableció que durante el año 2001 se revisarían los criterios de retribución a la distribución establecidos en la citada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999.

Por todo ello, esta Comisión estima que, con independencia de que dichos porcentajes puedan verse modificados en un futuro a resultas del modelo retributivo que finalmente se adopte, debería aplicarse lo establecido en la citada Orden Ministerial, en la cual se marca, como se ha dicho, un procedimiento para calcular, para los sucesivos ejercicios, los porcentajes de reparto correspondientes a cada empresa. Por tanto, hasta que dicha Orden Ministerial no sea expresamente modificada, esta Comisión entiende que la misma debería ser aplicada en todos sus extremos. De otro modo, se estaría introduciendo, una vez más, una inseguridad regulatoria en el sistema eléctrico y perjudicando arbitrariamente a unas empresas a favor de otras. En base a lo anterior, la retribución que correspondería a cada empresa sería la recogida en el siguiente cuadro:



Empresa	Propuesta CNE		Propuesta MINECO	
	%	Miles de Euros	%	Miles de Euros
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	37,704%	1.040.777	36,941%	1.017.906
Unión Fenosa Distribución, S.A.	16,362%	451.658	16,922%	466.276
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	2,897%	79.977	3,190%	87.900
Electra de Viesgo I, S.A.	2,970%	81.990	2,826%	77.867
Endesa	40,066%	1.105.991	40,121%	1.105.535
Total	100,00%	2.760.392	100,00%	2.755.484

Fuente: CNE

A esta cifra habría que sumar 122 miles de euros correspondientes a la retribución de la Sociedad Cooperativa "San Francisco de Asís", empresa sujeta, parcialmente, al sistema de liquidaciones, obteniéndose así la cantidad de 2.760.514 miles de euros referida anteriormente.

En lo relativo a la revisión de los criterios de retribución a la distribución, esta Comisión, con fecha de 29 de octubre de 2002, ha remitido al Ministerio de Economía una propuesta de metodología para el establecimiento de la retribución individual correspondiente a cada una de las empresas distribuidoras que ejercen dicha actividad, aplicable tanto a las actuales empresas sujetas al proceso de liquidaciones, como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, así como a las acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1999.

Dicha propuesta metodológica desarrollada por la Comisión elimina arbitrariedades y trata de sustentarse en principios de buena regulación, basándose en que el regulador adquiera un profundo conocimiento de la realidad económica de las empresas distribuidoras en base a una contabilidad de costes, cuya estructura quedaría fijada por el regulador, y que permitiría conocer en cada momento la marcha económica de las mismas. Para completar este seguimiento de carácter económico, que permitiría comprobar la eficiencia económica de las empresas distribuidoras, habría que utilizar una herramienta de carácter técnico para buscar, también, la eficiencia técnica de

las mismas. Y todo ello, aún aplicando los mismos criterios para todas, realizado de manera individualizada para cada empresa, de modo que la retribución de cada una de ellas evolucionase de acuerdo a su propia realidad sin que, como ocurre en la actualidad, al tener que repartir una bolsa retributiva única, un aumento de retribución para unas, signifique una disminución para las otras.

4.2.3. Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución

El artículo 17 del Real Decreto 2819/1998 señala que el Ministerio establecerá un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro, tomando en consideración las cantidades que a estos efectos se determinen en la norma por la que se aprueben las tarifas eléctricas de cada año.

Así, tanto el artículo 6 del Real Decreto 2016/1997, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, como el artículo 6 del Real Decreto 2821/1998, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, incorporaron una partida que no podía superar los 60.101 miles de euros en 1998 y los 61.309 miles de euros en 1999, con objeto de mejorar la calidad del servicio y la electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural. Estas partidas estaban incluidas en el coste reconocido a la actividad de distribución.

Sin embargo, tanto en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, como en el Real Decreto 3490/2000, por el que se establece la tarifa para el año 2001, y en el Real Decreto 1483/2001, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002, así como en la propuesta de Real Decreto que se informa, se excluye del coste reconocido a la distribución la partida destinada a los mencionados planes de mejora de la calidad del servicio.



Conceptualmente, la calidad de servicio debe estar íntimamente ligada a la retribución de la actividad de distribución. Por ello, es necesario el cumplimiento de unos mínimos de calidad de servicio por parte de las empresas distribuidoras para ser acreedoras de la retribución reconocida con cargo a la tarifa de cada año. Así, en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se vincula una y otra a través de un doble mecanismo de, por una parte, bonificación en la facturación a los clientes si se incumplen los mínimos de calidad individual y, por otra, de financiación, con cargo a las empresas distribuidoras, de planes de mejoras si se incumplen los mínimos de calidad zonal.

Por tanto, si la calidad de servicio fuera menor que la estándar, disminuiría la retribución, lo que proporcionaría incentivos a las empresas distribuidoras a mejorar la calidad. No obstante, el referido Real Decreto 1955/2000 en su artículo 104.1 reconoce un plazo máximo de un año a partir de la aprobación del correspondiente Procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro eléctrico, para que el distribuidor disponga de un sistema de registro de incidencias que le permita determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas, entrando en vigor la implantación de los descuentos a los consumidores el 1 de enero del año siguiente a la finalización del referido periodo de implantación del sistema de registro de incidencias. Dado que el Procedimiento fue aprobado mediante Orden Ministerial de 22 de marzo de 2002, los referidos descuentos no serán de aplicación hasta el 1 de enero de 2004.

Por otro lado, para la calidad zonal, según establece el artículo 107 del reiterado Real Decreto 1955/2000, las empresas distribuidoras podrán declarar a la Administración competente la existencia de zonas donde tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible, presentando a la vez un

programa de actuación temporal que permita la corrección de las causas que lo originan, programa que se podrá incluir en los planes de mejora de calidad de servicio que se instrumenten a través de la tarifa eléctrica.

Hoy por hoy, es difícil establecer una valoración de los incentivos a la mejora de la calidad de servicio que se derivan de la partida para planes de mejora, partida que ha sido eliminada en la tarifa de los años 2000, 2001, 2002 y en la propuesta de tarifa del año 2003, y ello porque no se conoce con claridad si la retribución de las empresas distribuidoras se corresponde con la calidad de servicio existente.

En este sentido, la eliminación de la partida de costes destinada a planes de mejora de calidad de servicio que, al igual que ocurría en los ejercicios anteriores, no contempla la propuesta de tarifa del Ministerio para el año 2003, podría tener implicaciones sobre la aplicación de la regulación de la calidad zonal que contiene el Real Decreto 1955/2000.

Por un lado, si se argumentase que los ingresos de las empresas distribuidoras no son suficientes para acometer mejoras de calidad en determinadas zonas, podría estar justificada la inclusión de una partida de este tipo en la tarifa, partida que daría señales para invertir allí donde fuera necesario. Por otro lado, si se considerase que la retribución actual de las empresas distribuidoras es adecuada para ofrecer una calidad zonal determinada, los planes de mejora dejarían de estar justificados, y su mantenimiento redundaría en beneficio de las empresas, particularmente de aquéllas que comparativamente tengan peores indicadores de calidad.

La supresión de esta partida significa que la mejora de la calidad zonal se ha de financiar exclusivamente con cargo a los ingresos que las empresas van a obtener de la tarifa por retribución de la actividad. De esta forma, como no se

conoce en la actualidad si esta retribución se corresponde con la que obtendrían empresas eficientes que atienden el suministro con una calidad de servicio adecuada, es difícil cuantificar el impacto que la eliminación de la partida para planes de mejora de la calidad de servicio puede tener sobre la evolución de la calidad zonal.

Por otro lado, si se quieren introducir incentivos “positivos” para mejorar la calidad por encima del estándar, se debería mantener el mismo planteamiento. Esto es, si la calidad de servicio fuera superior a la estándar, le correspondería una retribución mayor. En caso de no ser así, los incentivos se reducen y las empresas podrían considerar adecuado cumplir únicamente con los estándares exigidos.

Una vez que se conozcan los valores reales de la calidad del servicio y, en su caso, llegados al convencimiento de que la retribución de la actividad de distribución no permite alcanzar, en alguna zona, los valores estándares de calidad establecidos, sería lógico incorporar en la tarifa, de manera excepcional, una cantidad para su consecución, cantidad que debería ser dedicada a dichas zonas y no a otras, para lo cual es necesario establecer así mismo unos criterios de reparto de dicha cantidad completamente transparentes.

Lo anterior, sin embargo, no es óbice para que las empresas distribuidoras deban prestar el suministro eléctrico en las debidas condiciones de calidad.

En este mismo sentido abunda la propuesta realizada por esta Comisión al Ministerio de Economía, relativa a la retribución correspondiente a la actividad de distribución referida anteriormente.

4.2.4. Comentarios al Anexo II de la propuesta de Real Decreto (alquileres)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece en el ANEXO II el mantenimiento, con respecto a los vigentes, de los precios de alquiler de los equipos de medida y control, estableciendo además un canon de alquiler para el resto de aparatos y equipos auxiliares de medida y control, no explícitos, del 1,125 por 100 mensual del precio medio de los mismos considerando no solo el precio del propio equipo, sino también la instalación, verificación, operación y el mantenimiento de los mismos.

Al respecto de dichos precios de alquiler, la propuesta de metodología de retribución de la actividad de distribución elevada por esta Comisión al Ministerio de Economía parte, como ya se ha indicado, de la implementación de una contabilidad de costes que abarca todas las funciones englobadas en la actividad de distribución, entre las que se encuentra el servicio de alquiler de los equipos de medida y control. Una vez implementada, en su caso, la citada metodología, se dispondría de la información necesaria para establecer los costes a reconocer a las empresas distribuidoras por el ejercicio de todas y cada una de las funciones por ellas ejercidas, garantizándose de este modo, no sólo una retribución adecuada para cada una de las empresas, sino también una asignación de costes que garantice la no transferencia de rentas entre unas funciones y otras, o entre consumidores.

En cualquier caso, la determinación de los precios regulados de los precios de alquiler de contadores, y los costes asociados de gestión de las medidas, podrán determinarse cuando se definan las características completas de cada uno de dichos equipos de medida.



4.2.5. Comentarios al Anexo III de la propuesta de Real Decreto (acometidas)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece un incremento del 1,69 % en los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

Al respecto, caben en este punto los mismos comentarios que los realizados en el apartado anterior en cuanto a la necesidad de implementar una contabilidad de costes que abarque todas las funciones englobadas en la actividad de distribución, entre las que se encuentra las relativas a la atención a nuevos suministros o a la ampliación de potencia de los ya existentes.

No obstante, esta Comisión entiende que al estar estas funciones englobadas dentro de la actividad de distribución y, más concretamente, en lo que puede entenderse como actividad de redes, la senda de variación económica de la misma debería que realizarse de igual modo que la actualización de la retribución global de la actividad de distribución.

4.2.6. Comentarios al Anexo V de la propuesta de Real Decreto (pérdidas)

En la propuesta de Real Decreto de tarifas para el año 2003 que se informa, se recoge en su ANEXO V los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, sobre liquidaciones, y en el Real Decreto 2019/1997, sobre el mercado de producción. Dichos coeficientes de pérdidas, que vienen a reconocer unas pérdidas medias en las redes de transporte y distribución del 9 %, son idénticos a los establecidos en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, en el Real Decreto 3490/2000,

por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001, y en el Real Decreto 1438/2001, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002, lo que se puede considerarse adecuado, durante un periodo de cuatro a cinco años, en aras a dar una estabilidad que incentive a las empresas distribuidoras a realizar acciones para la mejora de las pérdidas en las redes.

No obstante lo anterior, dado que ya han transcurrido cuatro años desde que se fijaron los mismos, esta Comisión ha realizado el cálculo de dichos coeficientes de pérdidas en base a las pautas de consumo observadas durante el año 2001, al objeto de ponerlos a disposición del Ministerio, para el caso que finalmente se decida la modificación de los mismos.



Coefficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central

TARIFA DE SUMINISTRO	% pérdidas por tarifas
1.0	14,01%
2.0	13,93%
B.0	13,33%
3.0	13,97%
4.0	13,94%
R.0	13,38%
1.1	5,97%
2.1	5,86%
3.1	5,74%
R.1	5,73%
T.1	5,97%
D.1	6,01%
1.2	4,45%
2.2	4,43%
3.2	4,42%
R.2	4,37%
T.2	4,66%
D.2	4,56%
1.3	3,03%
2.3	3,01%
3.3	2,98%
R.3	2,84%
T.3	3,17%
D.3	3,10%
1.4	1,53%
2.4	1,51%
3.4	1,50%
D.4	1,62%
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 36 kV y ≤72,5 kV	4,54%
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 72,5 kV y ≤145 kV	3,07%
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 145 kV	1,55%

Fuente: CNE

Coefficientes de pérdidas para contratos de suministro a tarifa horaria de potencia y contratos de acceso a tarifas generales de alta tensión

Tensión de suministro	Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada periodo)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6



Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	7,2%	6,8%	6,4%	6,4%	6,4%	5,4%
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	5,6%	5,3%	5,0%	4,9%	4,6%	4,2%
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,7%	3,6%	3,4%	3,4%	3,4%	2,8%
Mayor de 145 kV	1,9%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,4%

Fuente: CNE

**Coeficientes de pérdidas para
otros contratos de suministro o acceso**

Nivel de tensión	%
BT	13,92%
MT ($1 > \text{kV} \geq 36$)	5,99%
MT ($36 > \text{kV} \geq 72,5$)	4,55%
MT ($72,5 > \text{kV} \geq 145$)	3,05%
MT ($145 > \text{kV}$)	1,53%

Fuente: CNE

**Coeficientes de pérdidas de contratos de acceso
a tarifas de baja tensión regulados en el Real Decreto 1164/2001**

TARIFA DE ACCESO	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0A	14,2%		
2.0NA	15,0%	10,6%	
3.0A	15,5%	14,4%	11,8%
3.1A	6,5%	6,2%	5,2%

Fuente: CNE

Con independencia de lo anterior, esta Comisión insiste en que sería más adecuado establecer unos coeficientes de pérdidas zonales, de forma que se reconociesen las distintas características de los mercados y de las producciones en cada una de las zonas de distribución, permitiendo de este modo el envío de señales a los distintos agentes. Estos coeficientes de pérdidas zonales que, como se ha dicho anteriormente, deberían mantenerse constantes durante unos años para permitir recuperar a las empresas

distribuidoras las inversiones realizadas para la disminución de pérdidas, se irían ajustando en las sucesivas revisiones hacia los valores obtenidos por aplicación de un modelo de red de referencia, transfiriendo de este modo a los consumidores los beneficios derivados de tales disminuciones de pérdidas.

De otro modo, se penaliza o se beneficia, según cada caso, a las empresas distribuidoras por el mero hecho de que las características de sus mercados y de las producciones en sus zonas, se aparten en más o en menos de la media, lo cual no es coherente e introduce señales ineficientes a la inversión y a la operación de las redes. En este sentido la reiterada propuesta de metodología de retribución de la actividad de distribución elevada por esta Comisión al Ministerio de Economía, reconoce un nivel de pérdidas específico para cada una de las empresas distribuidoras, estableciendo los incentivos indicados anteriormente.

4.2.7. Margen de las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997

La propuesta de Real Decreto que se informa recoge una variación de la tarifa D del 3,033 %. Este valor difiere del que se obtiene por aplicación de la Disposición Adicional Única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En el mismo, se establece la fórmula de revisión de la tarifa D de venta a distribuidores y, por aplicación de la misma, se obtendría una variación porcentual de la tarifa D de 2,851%.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión propone aplicar para el año 2003 los precios que se recogen en el siguiente cuadro.



Tarifa de venta a distribuidores (D)

	TÉRMINO DE POTENCIA	TÉRMINO DE ENERGÍA
	Tp: € / kW mes	Te: € / kWh
D.1: No superior a 36 kV	2,090175	0,044207795
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	1,973027	0,042173385
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	1,923701	0,040693347
D.4: Mayor de 145 kV	1,862044	0,039583575

Fuente: CNE

4.2.8. Compensaciones a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997 por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes.

En el año 2003 habrá que compensar a los distribuidores acogidos a la disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos derivada de que ciertos consumidores conectados a las redes de dichas empresas ejerzan o hayan ejercido en anteriores años su condición de cualificados.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, considerando el saldo de recaudación previsto en 2002, es posible hacer una estimación de las necesidades para el año 2003 previstas en concepto de compensaciones a estos distribuidores. El resultado de esta estimación es el siguiente: por interrumpibilidad **3.050** miles de euros, por régimen especial **6.200** miles de euros y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes **4.600** miles de euros. Todo ello supone **13.850** miles de euros, cifra

inferior en **2.978** miles de euros a la prevista en la propuesta de Real Decreto que se informa.

4.3. La retribución de la gestión comercial

4.3.1. *Regulación de la retribución de la gestión comercial*

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 19 punto 1, define los costes de gestión comercial como aquellos cuya finalidad es retribuir a la empresa distribuidora por los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado a clientes, tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y equipos de medida, facturación y cobro. En el mismo, no se estipula diferenciación alguna en el mecanismo retributivo de los costes de gestión comercial a obtener por el distribuidor con respecto a los clientes acogidos a tarifa integral o a tarifa de acceso.

Por otra parte, en el artículo 19 punto 2 de dicho Real Decreto se señala que la retribución derivada de la realización de la actividad de gestión comercial por parte de los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establezcan por Orden Ministerial, en función de parámetros que consideren el número de contratos de suministro a tarifa o de peaje de acceso a las redes y las potencias contratadas superiores a 1 kV.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 determina los costes unitarios de gestión comercial anuales aplicables en el año 1998 y 1999. En la misma, se considera de forma diferenciada, a efectos retributivos de la actividad de gestión comercial, los clientes a tarifa y cualificados. Dicha Orden Ministerial establece los costes unitarios a considerar que, en el caso de los clientes a tarifa, se refieren al coste anual por contrato de suministro, al coste anual por potencia contratada en alta tensión y al coste anual por recibo emitido, y en el

caso de los clientes cualificados, al coste anual por contrato de peajes y al coste anual por recibo emitido.

En base a la nueva metodología de tarifas, informada recientemente por esta Comisión, los costes de gestión comercial de los clientes se determinarán considerando como si la totalidad de los suministros se realizaran a tarifa. Esto puede entenderse, tal y como ha manifestado esta Comisión en anteriores informes sobre expedientes de tarifa, como que los costes unitarios de atender a los clientes cualificados, no son inferiores a los costes unitarios correspondientes de atender a los clientes a tarifa. Esta aseveración podría ser acertada para los escenarios de elegibilidad existentes hasta el año 2002, en que los costes de lecturas de los nuevos equipos de medida y control utilizados por los consumidores cualificados podrían ser mayores a los incurridos por las empresas distribuidoras en esos mismos consumidores cuando estaban acogidos a tarifa. Sin embargo, con el escenario de plena elegibilidad del año 2003, dicha afirmación puede resultar, al menos, cuestionable. Así, para aquellos consumidores que ejerzan la cualificación a los que no se imponga la obligación de cambio del equipo de medida y control, que son la gran mayoría de los consumidores, los costes de gestión comercial en los que incurrirán las empresas distribuidoras pueden resultar menores, y ello, porque, con carácter general, las relaciones de las empresas distribuidoras lo serán, para estos consumidores cualificados, con empresas comercializadoras que aglutinarán a multitud de consumidores, con la consiguiente reducción de los costes de concertación, contratación, facturación y cobro.

Por ello, tal y como se ha indicado en el apartado relativo a la retribución de la actividad de distribución, cualquier modificación de los costes reconocidos para cualquiera de las funciones realizadas por las empresas distribuidoras, entre las que se encuentran las de gestión comercial, debería basarse en un profundo conocimiento por parte del regulador de los costes incurridos por dichas empresas distribuidoras en el ejercicio de tales funciones, algo que no

puede lograrse sin el establecimiento de una contabilidad de costes homogénea para todas las empresas. Se insiste por tanto, en la necesidad de implementar una metodología para la determinación de la retribución de las empresas distribuidoras en línea con la propuesta elevada por esta Comisión el pasado 29 de octubre al Ministerio de Economía.

No obstante todo lo anterior, el apartado tercero del punto segundo de la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, incluye un mecanismo de corrección para el caso en el que la retribución total obtenida aplicando estos costes unitarios de gestión comercial, supere el importe global considerado para la partida de gestión comercial en la tarifa de cada año. El mismo consiste en afectar las cantidades individuales de cada sujeto por el coeficiente corrector que corresponda.

Por otra parte, el artículo 20 del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, explicita la fórmula con la que serán actualizados los costes globales de gestión comercial. Dicha fórmula actualiza anualmente el coste de esta actividad en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual a 1, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4.

Dicha fórmula de actualización es, así mismo, la establecida en la Orden Ministerial de 14 de junio de 2002 para la evolución de los costes unitarios anteriormente referidos. Los costes unitarios de gestión comercial, para los sucesivos años desde 1998, al aplicar la citada fórmula de actualización, son los reflejados en el siguiente cuadro, considerando para el año 2003 un IPC del 2 %, un incremento de la demanda del 4 % y un factor de eficiencia de 0,3.



Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa

Concepto		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono	CCs	9,616	9,809	10,067	10,331	10,540	10,773
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión	CCpt	1,857	1,893	1,941	1,995	2,040	2,085
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro	CRct	0,709	0,721	0,739	0,757	0,770	0,787

Fuente: CNE

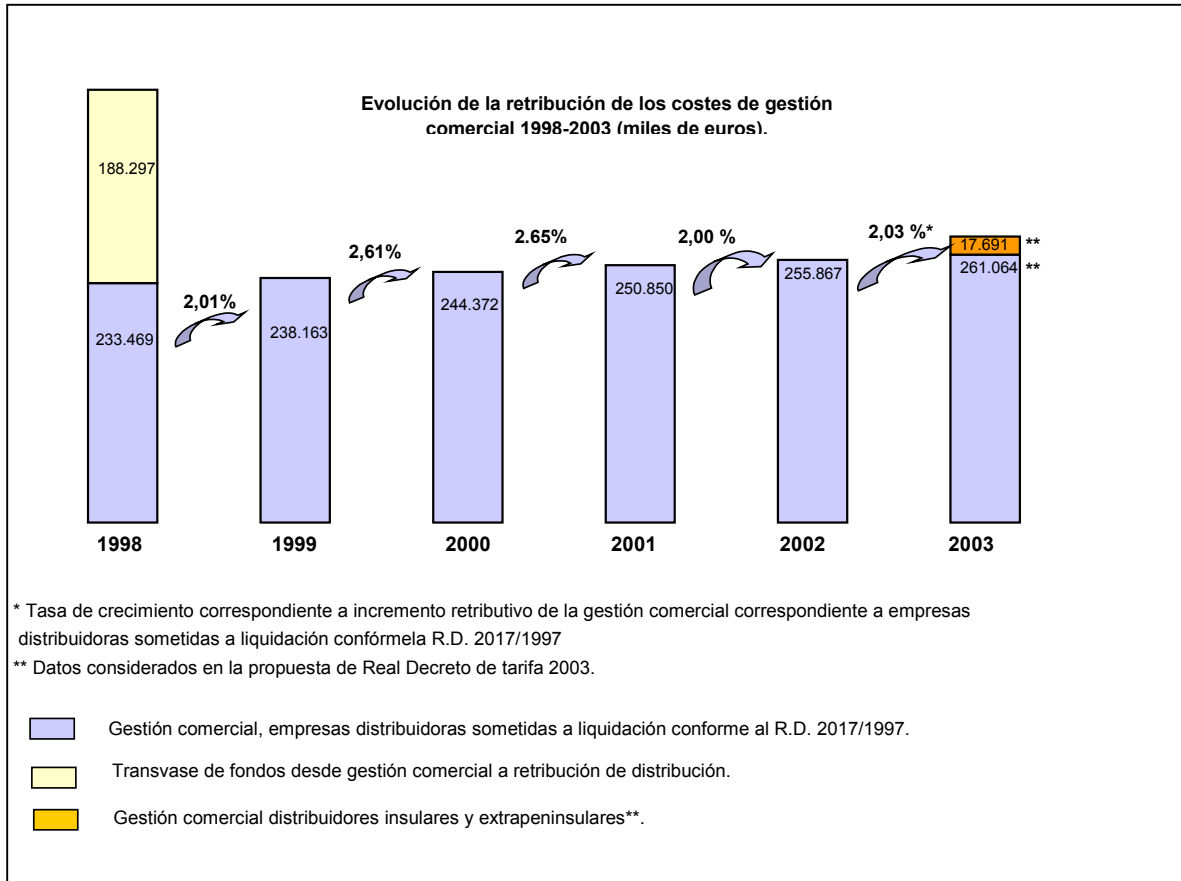
4.3.2. Evolución del Coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 421.766 miles de euros para 1998, 235.999 miles de euros para 1999, 244.371 miles de euros para 2000, 250.850 miles de euros para el 2001 y 255.867 miles de euros para el año 2002. Análogamente, la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2003 que se informa fija el coste reconocido a esta actividad en **278.755** miles de euros, de los que **17.691** miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, y **261.064** miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997.

Respecto a la determinación del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica de estos años se considera necesaria la observación, citada en anteriores Informes de esta Comisión, relativa al trasvase de fondos realizado en 1999 desde la actividad de comercialización hacia la de distribución, por un importe de **188.297** miles de euros. Dicho trasvase podría estar retribuyendo actividades de gestión comercial que deben realizar los distribuidores, con independencia de si los clientes están acogidos a tarifas integrales o de acceso. Una vez más hay que señalar que, a pesar de que este trasvase fue consolidado en la tarifa de 1999, por el momento no se dispone de información alguna que lo justifique.

Por lo anterior, se incide nuevamente en la necesidad de analizar de una manera pormenorizada las diferentes partidas de costes en los que incurren las empresas distribuidoras en el ejercicio de todas las funciones que se engloban en las actividades de distribución y de gestión comercial.

En la siguiente gráfica puede observarse la evolución experimentada por la retribución de la actividad de gestión comercial realizada por los distribuidores.



4.3.3. Coste de gestión comercial para el 2003

Como se ha indicado anteriormente, el punto artículo 1 punto 4 de la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003 que se informa, establece que los costes reconocidos destinados a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras ascienden a **278.755** miles de euros, considerando tanto los costes relativos a las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones, que ascienden a **261.064** miles de euros, como los relativos a los distribuidores insulares y extrapeninsulares, que ascienden a **17.691** miles de euros.



Si en lugar de tomar un incremento de la demanda previsto para el año 2003 del 3,4 %, tal y como ha considerado el Ministerio, se toma un incremento del 4 %, tal y como se ha considerado por esta Comisión a lo largo del presente Informe, el coste que se obtendría como retribución de la gestión comercial para el año 2003 para las empresas sujetas a liquidaciones ascendería a **261.527** miles de euros, es decir, 463 miles de euros superior, según puede verse en el cuadro siguiente.

Coste a la Gestión Comercial (miles de euros) Año 2003

Retribución 2002	255.867
IPC previsto	2,00 %
Δ Demanda previsto	4 %
Fe	0,3
Actualizador	1,02212
Retribución 2003	261.527

4.4. Gestión de la Demanda

Con su Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético” la Comisión Europea abrió en noviembre de 2000 un debate sobre la seguridad y sostenibilidad del abastecimiento energético. En la próxima década deben tomarse en Europa decisiones muy relevantes en materia energética, que condicionarán el futuro por muchos años. El Libro Verde examina separadamente las dos caras de la moneda en el abastecimiento energético: suministro y consumo. Ambas han de formar parte de la política energética común encaminada al abastecimiento y consumo energético sostenible.

Sin embargo es en la faceta del consumo, -el control de la demanda de energía-, donde el Libro Verde juzga que existe un mayor potencial para



establecer una estrategia eficaz de actuación. Para ello recomienda varias actuaciones, entre las que destacan la profundización en los procesos de liberalización –para hacer llegar al consumidor la señal de precio-, el establecimiento de mecanismos que aseguren que estos precios reflejan los costes reales, y que se promueva el ahorro energético. Asimismo, el libro sugiere la intensificación de esfuerzos en dos sectores con un fuerte impacto y un gran potencial de mejora: el cambio en los modos de transporte y el ahorro energético en los edificios.

Partiendo de las anteriores consideraciones, se deduce que la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. En España, con el establecimiento de la elegibilidad total el 1 de enero del año 2003, se habrá dado un gran paso hacia el objetivo de acercar información sobre los precios reales al consumidor final.

No obstante lo anterior, la demanda de electricidad resulta en ocasiones inelástica al precio, sobretudo en sectores como el doméstico o el de servicios. En estos casos, de acuerdo con lo previsto en el 46 de la Ley del Sector Eléctrico, se podrán desarrollar programas de gestión de la demanda para fomentar la eficiencia y el ahorro energético, basados en incentivos reconocidos en la tarifa.

En los Reales Decreto de tarifas de los años 1995, 1997 y 1998 se incluyeron unas dotaciones correspondientes al 0,25% de los ingresos totales destinadas a programas de gestión de la demanda en los sectores residencial, de la administración pública y de las pymes. De acuerdo con el análisis de los resultados efectuado por la Comisión referidos a los programas de gestión de la demanda de 1998, se justifica la adopción de estos programas, con el fin de incentivar la penetración en el mercado de nuevas tecnologías de consumo eficiente, como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos eficientes

de clase A, la regulación de motores o las bombas de calor, así como la realización de campañas de formación y concienciación sobre el ahorro energético. En los informes siguientes que se pueden consultar en su página web, se pueden consultar los resultados obtenidos.

- ***Informe de los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las grandes empresas distribuidoras (aprobado por el Consejo de Administración de 24 de abril de 2001). Ref.: 54/2001***
- ***Informe sobre los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las empresas asociadas a Aseme (aprobado por el Consejo de Administración de 3 de octubre de 2001). Ref.: 117/2001***
- ***Informe sobre los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las empresas asociadas a Apyde (aprobado por el Consejo de Administración de 3 de octubre de 2001). Ref.: 116/2001***

La experiencia fue positiva, ya que en general mediante estas actuaciones se consiguieron unos ahorros energéticos que amortizaron los incentivos en uno o dos años. Sin embargo el mayor problema observado fue la discontinuidad en el establecimiento anual de las dotaciones.

La Comisión entiende que sería deseable, desde el punto de vista de la eficiencia energética, la seguridad en el abastecimiento y de la protección medioambiental la adopción de una política estable y continua de gestión de la demanda eléctrica. El propio Plan de Fomento de las Energías Renovables considera la necesidad de actuar sobre la demanda para poder alcanzar en 2010 el objetivo de que este tipo de energía cubra al menos el 12 por 100 del total de la demanda energética en España. Más recientemente, la Comisión, en su informe al documento de planificación que se referencia a continuación,



propuso al Gobierno la necesidad de adoptar medidas de ahorro o incitativas dirigidas a la utilización racional y eficiente de la energía, en particular la adopción de programas de gestión de la demanda en sectores con menor elasticidad al precio.

- **Informe 7/2002 de la CNE sobre el documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011. Documento propuesta. 16 de julio de 2002" (aprobado por el Consejo de Administración de 5 y 9 de septiembre de 2002). Ref.: 35/2002**

En cuanto a las referencias internacionales, podemos encontrar ejemplos útiles ya que son varios los países en los que se ha tratado de influir sobre la demanda de energía eléctrica dentro del marco de la liberalización energética.

La Comisión de acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico, considera conveniente introducir una dotación en la tarifa que se destine a la incentivación de los programas de gestión de la demanda, acompañada de una mejora en los mecanismos de asignación de los incentivos de forma que puedan concurrir a ellos tanto distribuidores como comercializadores.

4.5. Costes Permanentes del Sistema

4.5.1. Costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares. Compensación extrapeninsular.

La propuesta de RD por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003 determina unas cuotas del 1,495 % y del 4,241 % sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, como "compensación



extrapeninsular”. Si se toman los ingresos previstos en el año 2003 de la información adicional suministrada, resultan 223,5 M€ (37.192 MPTA) por este concepto, de los cuales 20,0 M€ (3.322⁶ MPTA) corresponden a la cuota de recuperación del déficit extrapeninsular correspondiente a las Disposiciones Adicionales Segunda de los RRDD 3490/2000, de 29 de diciembre y 1483/2001, de 27 de diciembre, y 203,6 M€ (33.870 MPTA) a la compensación del año 2003, resultando esta compensación prácticamente idéntica a la de 2002.

En estos momentos, cinco años después desde la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, no se dispone aún de marco regulatorio específico de las actividades eléctricas que se desarrollan en los sistemas insulares y extrapeninsulares tal como contempla la propia Ley en su artículo 12.

La Comisión, en primer lugar, debe reiterar nuevamente que considera urgente el desarrollo normativo de la Ley del Sector para los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el fin de paliar la inseguridad regulatoria actual, la discriminación de empresas y consumidores insulares y para evitar las distorsiones entre las cantidades presupuestadas en las tarifas anuales y los importes que finalmente resulten para la compensación extrapeninsular. Al prolongarse esta situación en el tiempo (ya más de cinco años) se pueden incrementar estas distorsiones.

En segundo lugar, la Comisión no puede pronunciarse sobre la compensación y sobre los costes extrapeninsulares correspondientes a 2003, por la ausencia de regulación específica, y porque en la memoria justificativa de la propuesta de Real Decreto sobre la tarifa eléctrica de 2003 la información que se aporta es muy escasa. Tan solo se señalan los importes previstos para los costes de transporte, costes de distribución y costes de comercialización, sobre los que

⁶ Determinado con el procedimiento incluido en la memoria justificativa de la propuesta de RD sobre la metodología de tarifas.

se indica en su Anexo que para determinarlos se parte de los considerados en la tarifa de 2002, y que se actualizan como el resto de costes regulados. Sin embargo, estos costes son coincidentes con los que se reflejan en la información anexa de la memoria justificativa del Real Decreto de tarifas para 2002, que a su vez se obtienen de las auditorias de 2000. Estas auditorias no son conocidas por la CNE, por lo que no puede opinar sobre la bondad o no de los costes propuestos.

Por otra parte, en la memoria justificativa de la propuesta para la tarifa de 2003 se señala que el coste de generación en estos sistemas, resulta de un precio medio de 5,422 c€/kWh, y no se aporta información adicional, salvo para aclarar que este precio incluye una retribución de los servicios complementarios y de garantía de potencia análoga a la peninsular.

En tercer lugar, 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 justificativa de la propuesta de Real Decreto sobre la metodología de tarifas, en 127,6 M€ (21.235 MPTA), esta Comisión no puede pronunciarse al desconocer el origen y el método de cálculo de los mismos. No obstante lo anterior, en estas revisiones se debería tener en cuenta lo siguiente:

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.*”

En definitiva, la Comisión no puede pronunciarse sobre los costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares, es decir, sobre la compensación extrapeninsular que se incluye en la propuesta de Real Decreto, ya que de una parte, aún no se ha establecido el marco regulatorio de desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico que permita su calculo, y de otra, en la documentación que se acompaña a la propuesta no se informa suficientemente de los criterios y de los datos que dan lugar al importe que se propone. Por todo ello, la Comisión vuelve a reiterar su posición de considerar urgente el desarrollo normativo de la Ley del Sector Eléctrico para los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el fin de paliar la inseguridad regulatoria actual, la discriminación de empresas y consumidores insulares, y además, para evitar las posibles insuficiencias o excesos de retribución presupuestados en las tarifas.

4.5.2 Operador del Sistema

Ver Anexo I “Retribución del Operador del Sistema (OS) en 2003”.

4.5.3 Operador del Mercado

Ver Anexo II “Retribución del Operador del Mercado (OMEL) para 2003”.

4.6. Costes de Transición a la Competencia

4.6.1. Stock de carbón autóctono.

El RD 2017/1997, de 26 de diciembre, 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. En su artículo 9 establece los costes de transición a la competencia de acuerdo con la DT 6ª de la Ley 54/97, y en su artículo 13 establece dentro de los anteriores, el importe “máximo” de la asignación por compensación del stock de carbón autóctono a 31 de diciembre de 1997 en 40.911 MPTA (equivalentes a 245,9 M€). Por último, el artículo 14 del mencionado RD 2017 establece que los componentes del importe base global máximo de costes de transición a la competencia a 31 de diciembre de cada año, entre los que se encuentra la compensación descrita, debe ser actualizado con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés que lo sustituya.

Con fecha 19 de octubre de 1998 el Ministerio de Industria y Energía dicta una Orden Ministerial, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas, que establece en su anexo II

las existencias de carbón autóctono CECA, por centrales, a 31 de diciembre de 1997. Asimismo, en el mismo anexo, se establece el valor de dicho stock.

La Memoria Económica del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, establece la metodología para la determinación del sobrecoste del carbón almacenado al inicio del nuevo marco regulatorio, como diferencia entre el precio del carbón nacional para cada central y el precio del carbón de importación situado en cada central (restándole el transporte) por las toneladas existentes en el parque a 31 de diciembre de 1997.

En la Resolución de la Secretaría de Estado de la Energía y Recursos Minerales de 20 de noviembre de 1997, se establecen los parámetros Ao y Bo para la determinación del precio del carbón nacional situado en cada central. Asimismo, en su Anexo se expresa el precio CIF del carbón importado y el precio medio de este carbón en central térmica. Al deducir de este precio medio el coste también medio de transporte, se obtiene el precio del carbón de importación de comparación: 1,121 PTA/th PCI (equivalente a 0,674 c€/th).

En base a estas disposiciones se puede determinar el sobrecoste del carbón autóctono almacenado a 31.12.97. El cálculo de este sobrecoste que fue incluido en el siguiente informe de la CNE, es el que se refleja a continuación:

- ***Informe 14/2001 sobre la propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2002 (aprobado por el Consejo de Administración de 26 de diciembre de 2001). Ref.: 123/2001***

EXISTENCIAS Y SOBRECOSTE DEL CARBÓN AUTÓCTONO EN LAS CENTRALES TÉRMICAS ESPAÑOLAS							
CENTRAL	CARBÓN	PCI 97 te/t	Existencias 31/XII/97			Precio C. I. PTA/te	Sobrecoste mPTA
			kt	mPTA	PTA/te		
Aboño	H+A	5.156	254	1.736	1,323	1,121	265
Lada	H+A	5.193	314	2.297	1,408	1,121	468
Soto Ribera	H+A	4.972	323	2.260	1,408	1,121	460
Narcea	H+A	5.246	341	2.562	1,433	1,121	558
Anllares	H+A	4.895	685	5.485	1,635	1,121	1.724
Compostilla	H+A	4.830	1.055	8.115	1,592	1,121	2.402
La Robla	H+A	5.484	420	3.517	1,527	1,121	936
Velilla del Río Carrión	H+A	4.992	228	1.875	1,650	1,121	601
Puertollano	H+A	4.344	146	1.202	1,890	1,121	489
Puente Nuevo	H+A	3.679	303	1.941	1,739	1,121	690
Serchs	LN	2.827	91	447	1,740	1,121	159
Escatrón	LN	3.884	431	2.779	1,660	1,121	903
Teruel	LN	3.207	1.099	5.540	1,572	1,121	1.591
Escucha	LN	3.348	298	1.937	1,944	1,121	820
Puentes Meirama	LP	1.745	183	587	1,838	1,121	229
	LP	1.886	-	-	-	1,121	-
TOTAL		3.754	6.171	42.280	1,825	1,121	12.296

En dicho informe se señalaba que dado que el periodo de recuperación de los costes de transición a la competencia había sido extendido hasta el 2010, la Comisión considera que se debería utilizar este horizonte para determinar el importe del sobrecoste del carbón autóctono a imputar en la tarifa de cada año.

Este criterio parece que es el que finalmente se ha adoptado para la propuesta de tarifas para el año 2003, ya que se imputan 2,11 M€ (equivalentes a 351 MPTA) que son conformes con el cuadro de cálculo de la anualidad que figura en el mencionado **Informe 14/2001 de la CNE**. A continuación se refleja dicho cuadro con el tipo de interés actualizado.



DISTRIBUCIÓN DEL SOBRECOSTE DEL STOCK DE CARBÓN AUTÓCTONO A 31.12.97														TOTAL	MAXIMO CTC'S
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Tasa monetaria (%)	4,25%	2,94%	4,38%	4,25%	3,30%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%		
Tasa monetaria acum.(%)	4,25%	7,31%	12,02%	16,78%	20,63%	24,49%	28,47%	32,58%	36,83%	41,21%	45,72%	50,39%	55,20%		
Importe Stock PTA corrientes (10 años)	4.091	4.091	1.163	1.163	339	351	630	651	671	693				13.843	57.769
Importe Stock PTA constantes (10 años)	3.924	3.812	1.038	996	281	282	491	491	491	491				12.296	40.911
Importe Stock PTA corrientes (13 años)	4.091	4.091	1.163	1.163	339	351	363	376	389	403	417	431	447	14.024	63.494
Importe Stock PTA constantes (13 años)	3.924	3.812	1.038	996	281	282	280	280	280	280	280	280	280	12.296	40.911

4.6.2. Prima del carbón autóctono

La Disposición Transitoria 4ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, facultó al Gobierno para establecer incentivos al consumo de carbón autóctono, para las cantidades *“fijadas anualmente como objetivo por el Ministerio de Industria y Energía”*, y cuyas competencias energéticas recaen hoy en el Ministerio de Economía. *“Dichos incentivos incorporarán, en su caso, una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh para aquellos grupos de producción y en la medida en que hayan efectivamente consumido carbón autóctono, y por la cuantía equivalente a su consumo únicamente de carbón autóctono”*.

El Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, 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. En el artículo 13 se establece, dentro de los costes de transición a la competencia, el importe de la asignación por consumo de carbón autóctono en 254.365 MPTA a 31 de diciembre de 1997. A su vez, en el artículo 15 se fijaron los criterios de reparto de esta asignación, mediante una prima que en promedio teórico resulta de una peseta por kWh para 1998 y que estaba detallada por centrales para el ejercicio 1998 en su anexo II, sin establecer expresamente la limitación de las

cantidades de carbón en cada central. Por último, en dicho artículo, “*se faculta al MINER para establecer los correspondientes importes de las primas para ejercicios posteriores*”.

La Disposición Adicional 1ª del Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes, modificó la prima al consumo de carbón autóctono para el ejercicio de 1998. La modificación se llevó a cabo mediante un cuadro en el que figuraban las centrales consumidoras de carbón autóctono junto a dos columnas, correspondientes a dos tipos de primas, en PTA/kWh, para aplicar una de ellas “*hasta producción CTC*” y la otra “*por encima de producción CTC*”. En una tercera columna se incluía la producción que sirve de límite a la aplicación de la prima de la primera columna, denominada “*producción CTC CN*”, en GWh b.c. Lo sustancial de esta modificación fue el incremento de los importes de las primas respecto a las del Real Decreto 2017/1997, alcanzando en la práctica un valor promedio de 1,44 PTA/kWh, según resultó de las liquidaciones de actividades reguladas correspondientes a 1998. Asimismo, en esta modificación, tampoco se estableció expresamente referencia alguna al límite de las cantidades de carbón que pueden devengar prima, por lo que en teoría, podrían ser éstas ilimitadas.

Además, en la Disposición Adicional 2ª del anterior Real Decreto, se reguló una nueva forma de devengo de la prima, al establecerse que las centrales que estuvieran en los cinco primeros años de vida útil podrán percibir la prima aplicada sobre la producción equivalente a “*la adquisición*” del carbón autóctono, y no a su consumo efectivo.

La Orden Ministerial, de 29 de octubre de 1999, estableció para 1999 la prima al consumo de carbón autóctono, detallando en su punto primero por centrales las “*primas específica, permanente y el incentivo tecnológico*”. Asimismo, esta



Orden establecía en su punto segundo la producción máxima por centrales, expresada en GWh, equivalente al consumo de carbón autóctono para ese año, coincidente con las cantidades de carbón establecidas en el Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, fijó una limitación al cobro de la componente específica de la prima en cada uno de los grupos termoeléctricos consumidores de carbón, cuando el ingreso medio mensual procedente el mercado supera un precio objetivo considerado en el Real Decreto de tarifas.

Las Ordenes Ministeriales, de 25 de abril y 26 de noviembre de 2001, establecieron, respectivamente para 2000 y 2001, las primas al consumo de carbón autóctono, detallando en sus puntos primeros las mismas primas por centrales que las establecidas para el año 1999, y en sus puntos segundos las producciones máximas por centrales asociadas al consumo de carbón autóctono. Estas producciones se determinaron sobre la base de las cantidades de carbón contratado entre las empresas eléctricas y mineras, *“que dado su plazo, garantiza el suministro”*, en contraposición al criterio empleado en 1999, donde se tomaron como referencia las cantidades del Plan de la Minería.

La Decisión de 25 de julio de 2001 de autorización de los CTC's por parte de la UE, establece la devolución de una parte de la prima al carbón autóctono de los años 1998 y 1999 correspondiente al exceso sobre el umbral del 15 % de energía primaria necesaria para producir electricidad, de acuerdo con establecido en la Directiva 96/92/CE. En concreto señala en el punto 116: *“Dado que las primas atribuidas durante los años 1998 y 1999 han tenido por*



objeto una cantidad de energía superior al umbral del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en España, las autoridades españolas se han comprometido a recuperar de los beneficiarios las cantidades abonadas en exceso (7.169 millones de pesetas (43,09 millones de euros) en 1998 y 2.307 millones de pesetas (13,87 millones de euros) en 1999), aumentados con intereses calculados sobre la base del tipo de referencia de la Comisión. Esta recuperación se efectuará mediante una disminución excepcional de la cantidad por kWh de la prima, en los próximos cuatro años”.

La CNE con fecha 24 de octubre de 2002 informó la propuesta de Orden Ministerial por la que se establece para el año 2002 la prima al consumo de carbón autóctono.

En la documentación que se acompaña a la propuesta de RD se establece un coste en concepto de prima al carbón autóctono para el año 2003 un importe de 194,69 M€ (32.355 MPTA), un 15 % inferior al previsto en la tarifa de 2002, lo que representa una disminución real de la misma que está en línea con lo dispuesto en la mencionada Disposición transitoria 4 de la Ley del Sector Eléctrico en el sentido de alcanzar una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh (6 €/MWh). En dicha información no se indican las cantidades de carbón CECA máximas consideradas para el año 2003, aunque se puede considerar, siguiendo los criterios de los años anteriores, que corresponden a las cantidades que figuran en contratos de suministro a largo plazo.

Por otra parte, como resultado del reconocimiento del déficit tarifario, se entiende que en él quedan saldados los importes de la prima a la carbón autóctono devengados y aún no cobrados correspondientes al primer semestre de 2000.



Por último, en la documentación que acompaña la propuesta de RD que se informa se incluye una partida de menos 17,44 M€ (-2.902 MPTA) en aplicación de la Decisión de 25 de julio de 2001 de autorización de los CTC's por parte de la UE, en concepto de segundo pago (de los cuatro previstos) por devolución de la parte de la prima de los años 1998 y 1999 correspondiente al exceso sobre el umbral del 15 % de energía primaria necesaria para producir electricidad, como consecuencia de haberse primado en dichos años una cantidad de energía autóctona superior a dicho umbral, todo ello de acuerdo con establecido en la Directiva 96/92/CE.

Por todo ello, esta Comisión entiende que el importe de la prima que se propone representa una disminución real de la misma que está en línea con lo dispuesto en la Disposición transitoria 4 de la Ley del Sector Eléctrico, en el sentido de alcanzar una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh (6 €/MWh) en un periodo multianual, y que se aplica correctamente lo dispuesto en la Decisión de 25 de julio de 2001, en relación con la devolución de la parte de la prima de los años 1998 y 1999 correspondiente al exceso sobre el umbral del 15 % de energía primaria necesaria para producir electricidad.

4.7. Costes de Diversificación y seguridad de abastecimiento: comentarios sobre el régimen especial

4.7.1. Sobre el establecimiento de primas, precios y tarifas sin aplicar la revisión establecida en el artículo 32 del RD 2818/98.

La propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2003 propone en su anexo IV las nuevas primas y precios regulados del RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por

instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, así como las tarifas aplicables a las ventas de energía procedentes de las instalaciones que transitoriamente permanecen acogidas al RD 2366/1994, de 9 de diciembre.

La propuesta de primas, precios y tarifas aplicables a las instalaciones de producción en régimen especial parte de los valores vigentes en 2002 para proponer los nuevos valores. Así, en la propuesta del MINECO se proponen las siguientes variaciones:

Primas del RD 2366/98 para 2003 frente a las vigentes en 2002

RD2818			PRIMA' 02	PRIMA'03	Variación real 03/02
Grupo	Tipo Instalación	Potencia MW	c€/kWh	c€/kWh	
A	a.1 Cogeneración	P<=10	2,2177	2,1276	-4,06%
B	b.2 Eólica		2,8969	2,6640	- 8,04%
	b.3 Otros		3,0051	2,9464	-1,95%
	b.4 Hidráulica		3,0051	2,9464	-1,95%
	b.6 Biomasa 1ª		2,7887	3,3250	19,23%
	b.7 Biomasa 2º		2,5783	2,5136	-2,51%
Artículo 31 RD2818/98		> 50	0,5830	0,5770	-1,03%
C	Residuos	P<=10	2,1516	2,1336	-0,84%
D	d.1 Trat.Purines		2,7106	2,6024	-3,99%
	d.2 Trat.Lodos		2,7106	2,6024	-3,99%
	d.3 Trat.Otros		1,7369	1,6648	-4,15%
Artículo 28.3 RD2818/98 Precio total (renovables)					
B	b.2 Eólica		6,2806	6,2145	-1,05%
	b.3 Otros		6,3827	6,4909	1,70%
	b.4 Hidráulica		6,3827	6,4909	1,70%
	b.6 Biomasa 1ª		6,1724	6,8575	11,10%
	b.7 Biomasa 2ª		5,9620	6,0582	1,61%



Precios del RD 2366/98 para 2003 frente a los vigentes en 2002

Tipo instalación	Potencia instalada	2002 Término de Potencia c€/kW y mes	2003 Término de Potencia c€/kW y mes	Var. 03/02	2002 Término de energía c€/kWh	2003 Término de energía c€/kWh	Var. 03/02
Grupo A (renovables)	P≤100	1,766976	1,796837	1,69%	5,8779	5,9772	1,69%
Grupo B (biomasa y residuos)	P≤100	3,636123	3,697573	1,69%	5,3469	5,4373	1,69%
Grupo C,D y E (cogeneración y otras)	P≤15	9,556092	9,717587	1,69%	4,327	4,4001	1,69%
	15<P≤30	9,261597	9,418116	1,69%	4,1701	4,2406	1,69%
	30<P≤100	8,979121	9,130866	1,69%	4,0494	4,1178	1,69%
Grupo F (minihidráulica)	P≤10	1,766976	1,796837	1,69	5,878	5,9773	1,69

Los criterios empleados para estas variaciones son de tres tipos:

Primas y precios del RD 2818/98:

- Cogeneración, residuos y tratamiento de residuos, según los criterios de actualización anual establecidos en el RD 2818/98.
- Renovables:
 - Hidráulica, biomasa 2ª y otros, según los criterios de actualización anual establecidos en el RD 2818/98.
 - Eólica y Biomasa 1ª, revisión discrecional *“para adaptarlos a los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables”*.

Tarifas del RD 2366/94:

Actualización de acuerdo con la variación media de las tarifas de venta de energía eléctrica (1,69%).

Los comentarios que realiza la Comisión a esta propuesta de variación de primas, precios y tarifas son los siguientes:

Esta Comisión Nacional de Energía, a falta de una metodología de revisión de las primas del régimen especial, conforme a lo establecido en el Real Decreto 2818/1998, y en aras a que se garantice el cumplimiento del Plan de Fomento de Energías Renovables, aprobado por el Gobierno, así como los compromisos adquiridos en el marco del Protocolo de Kyoto, entiende que no sería conveniente una bajada de las primas del régimen especial, tal y como resulta de la propuesta sujeta a informe. En particular, debe mencionarse la bajada de las citadas primas que afecta al grupo b.2 referente a la energía eólica.

En aquellos casos concretos en los que la propuesta del Ministerio de Economía refleja subidas para determinados grupos, esta Comisión considera que, dado que, además su impacto global en la tarifa no es significativo, tales subidas debieran mantenerse. En cualquier caso y, como principio orientador y en línea con lo señalado en el párrafo anterior, la metodología que se proponga deberá establecer un sistema retributivo que garantice la viabilidad económica de este tipo de energías con carácter general y, en particular, de aquellas que, a fecha de hoy, han obtenido un menor desarrollo.

Debe ponerse de manifiesto que estas consideraciones vienen a acoger las alegaciones formuladas por la práctica unanimidad de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Por último, esta Comisión debe indicar que durante el presente año ha venido trabajando en los estudios previos relativos a la revisión de las primas, precios y tarifas, a partir de un proceso de información y de consulta. Con este fin, se han consultado un total de 20 entidades, entre las que se incluyen al IDAE, CIEMAT, Entes Regionales de Energía, Asociaciones de Productores en Régimen Especial, MMA, REE y UNESA. Se han recibido respuesta de la



mayor parte de las consultas realizadas. Asimismo, la CNE contrató una consultoría externa que aportase información objetiva sobre los costes de generación de las tecnologías de Régimen Especial, basadas en proyectos materializados. De esta forma se viene obteniendo una información completa y actualizada, que contempla la inversión y los costes e ingresos de explotación de las instalaciones existentes, y en su caso, también de posibles nuevas tecnologías dentro del régimen especial.

Con todo ello, esta Comisión está confeccionando una propuesta de metodología de revisión de primas y precios, con la finalidad de pudiera presentarse al Ministerio, en un plazo de tres meses.

4.7.2 Sobre la previsión de energía aportada por el régimen especial

Por otra parte, de acuerdo con la información complementaria, se realiza un ejercicio de previsión del coste de la producción en régimen especial determinado a partir de una previsión de energía cedida que se valora a los precios establecidos en el mencionado anexo IV.

El MINECO ha previsto para 2003 una energía aportada por el régimen especial a la red de 35.705 GWh, y asimismo, una aportación, que no se determina en la información suministrada, de las instalaciones de cogeneración que cobrarían el incentivo por su participación en el mercado. No obstante, de acuerdo con el incentivo previsto en la propuesta (12,02 M€) y el valor del incentivo unitario actual, esta energía no podría ser superior a 800 GWh.

La energía cedida por el régimen especial a la red (35.705 GWh) resulta de incrementar en un 10% la energía de los últimos doce meses que figura en el Boletín Estadístico de septiembre de 2002.

De una parte, se considera que la cifra prevista por el MINECO puede resultar reducida ya que el periodo Octubre 2001-Septiembre 2002 corresponde a un año hidráulico seco, y la energía hidráulica tiene un peso importante en este régimen. De otra, el incremento considerado de producción también parece



reducido si se tiene en cuenta que los incrementos medios del Régimen Especial en estos últimos años son superiores, y que además, los objetivos establecidos en el Documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas llevan a un crecimiento más importante de estas tecnologías.

Además, la energía prevista de cogeneración que participa en el mercado es muy baja, ya que considera un máximo de 800 GWh. De acuerdo con la experiencia observada en estos últimos meses, cuando una instalación de cogeneración accede al mercado su régimen de funcionamiento es mayor, prácticamente continuo. Por tanto, teniendo en cuenta unas 4.900 horas de utilización medias, (atendiendo a valores históricos) la potencia resultante para producir 800 GWh anuales sería de 160 MW, muy inferior a la potencia que está obligada a hacerlo: 560 MW. Es más, actualmente están participando en el mercado de producción instalaciones de cogeneración con una potencia superior a los 1000 MW.

Por tanto, la energía que el MINECO prevé que aporte el régimen especial es inferior en unos 3.000 -4.000 GWh a la que prevé la CNE, UNESA o REE. En la medida en que no se recoge esta energía como producida por el régimen especial, sino por el régimen ordinario, no se considera en las tarifas integrales y de acceso de 2003 un coste adicional por esta mayor energía de 75 – 100 M€ (12.500 – 17.000 MPTA) correspondiente a la prima equivalente asociada, de acuerdo con los precios medios previstos por el propio MINECO.

5. OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA

5.1. Información de precios finales de clientes que acuden al mercado

La propuesta de RD en su artículo 4, punto 1, contempla que con el objeto de dar cumplimiento a la información que requiere la Directiva 90/377/CEE sobre



transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, las empresas distribuidoras de energía, así como los comercializadores o productores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas la información que establece la Orden de 19 de mayo de 1995 sobre información de precios aplicables a los consumidores industriales finales de electricidad, así como cualquier otra información sobre precios, condiciones de venta aplicables a los consumidores y de los volúmenes correspondientes por categorías de consumo que se determine por el Ministerio de Economía.

Dada la dificultad de obtener información sobre precios finales de clientes que acuden al mercado, con el objetivo de cumplimentar la información requerida por dicha Directiva Europea, así como un mejor conocimiento del impacto de la liberalización del mercado eléctrico nacional a partir de la elegibilidad plena en 2003, se hace necesario plantearse nuevos mecanismos para recabar dicha información.

Así mismo, la disponibilidad de información de precios finales pagados por clientes que acuden al mercado permitiría estimar con mayor precisión, los ingresos por energía pagados por dichos clientes y, por tanto, facilitando el cálculo de las cuotas que son necesarias para recuperar los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento con cargo a cuotas previstos en cada ejercicio tarifario.

Por tanto, esta Comisión enviará al Ministerio propuesta de cuestionario y metodología para el tratamiento de los datos que son necesarios para el cumplimiento de los objetivos anteriormente indicados.

En consecuencia se propone añadir al final del artículo 4 punto 1 la siguiente redacción:



Para cumplimentar la información indicada en la citada Directiva Europea y en el ámbito de clientes que acuden al mercado, la Comisión Nacional de Energía enviará al Ministerio de Economía, en un plazo de 3 meses desde la aprobación del presente Real Decreto, propuesta de cuestionario y metodología para el tratamiento de los datos de precios finales aplicables a los consumidores que acudan al mercado de electricidad.

5.2. Desagregación de la anualidad para 2003 de los nuevos conceptos de coste

La propuesta de RD en su artículo 1, punto 6, establece una anualidad para 2003 para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre 2000 y 2002, así como las revisiones que se establece en la disposición adicional segunda del RD 3490/2000 y del RD 1483/2001 por compensación extrapeninsular, cuya cuantía máxima conjunta de ambos costes asciende a 233.812 miles de €.

Por otra parte, la propuesta de RD señala que a efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas, por lo que sería conveniente, a efectos de su liquidación y cobro, que en el artículo 1 del RD se diferenciara entre el importe que corresponderá liquidar al déficit de ingresos y el correspondiente a la compensación extrapeninsular.

5.3 Sobre las tarifas en las interconexiones internacionales

De acuerdo con las conclusiones del Foro de Florencia y con la información disponible a través del Consejo Europeo de Reguladores -CEER-, la organización europea de operadores de sistemas eléctricos -ETSO-, ha preparado un nuevo acuerdo de compensación entre operadores de sistema

que sustituiría al que está en vigor hasta el 31 de diciembre de 2002 y del que forma parte Red Eléctrica de España S.A.

No se ha recibido información en esta Comisión, ni por parte del Operador del Sistema ni del Ministerio de Economía, sobre la participación de REE en dicho acuerdo. No obstante sí debe hacerse constar que si finalmente se autorizase a REE a participar en el mismo, sería conveniente que las tarifas que se apliquen en las interconexiones internacionales fuesen coherentes con los contenidos de dicho acuerdo.

Se reproducen a continuación las recomendaciones realizadas hace un año con ocasión del informe sobre la tarifa eléctrica a aplicar en el 2002, sobre las que sólo habría que modificar el valor de la tarifa de exportación para ser de 0,5 Euros/MWh en lugar de 1 Euro/MWh como se indicaba en aquella ocasión:

- *“Las tarifas aplicadas a las operaciones de exportación deberían fijarse en 1 euro/MWh. Para ello sería necesario establecer valores separados para las tarifas de exportación y para las tarifas de acceso nacionales de 6 períodos, que no deben alterarse por la aplicación del acuerdo considerado”.*
- *“Es necesario definir una tarifa de importación de 1 euro/MWh para las transacciones no comunitarias, en el caso español las provenientes de Marruecos”.*



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I

LA RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA (OS) EN 2003

I. INTRODUCCION

La Ley 54/1997 establece la figura del Operador del Sistema (OS) con objeto de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de la producción y el transporte; dicha función le es encomendada a *Red Eléctrica de España, S.A. (REE)*.

REE realiza también otras actividades eléctricas (transporte y gestión de los intercambios internacionales) y no eléctricas (cesión de redes de fibra óptica, consultoría y actividades en el exterior) por las que recibe otros ingresos.

En virtud de lo establecido en la Ley 54/1997, *REE* está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, pero no a la separación jurídica. Hasta hace unos meses, *REE* contaba con dos direcciones generales claramente diferenciadas para la realización de las actividades de transporte y *operación del sistema*. No obstante, recientemente, esta separación organizativa ha desaparecido, de modo que el transporte eléctrico y la *operación del sistema* están ubicados en la misma línea de mando.

Esta compañía mantiene que el importe a percibir durante 2003, por el desarrollo de la actividad del OS, es de miles de euros. Para justificar este importe, la empresa ha presentado a la CNE su presupuesto para 2003.



II. PRESUPUESTO PARA 2003

II.1 LOS INGRESOS DE REE

REE percibe ingresos de diversa naturaleza, ya que realiza actividades distintas:

- ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

Los ingresos por prestación de servicios correspondientes a las *actividades de Transporte y Operación del Sistema* son fijados anualmente por el Ministerio de Economía.

- TRANSPORTE

El Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002, fijó la retribución, para *REE*, de la actividad de *transporte* correspondiente a 2002 en 371.792 miles de euros y para la *operación del sistema* en un 0,103 por ciento de la tarifa y en un 0,250 por ciento de los peajes.

- OPERACIÓN DEL SISTEMA

En 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 se han devengado ingresos por la *operación del sistema* por importes aproximados a 6.287, 6.130, 6.220, 8.517 y miles de euros, respectivamente. Dichos ingresos se derivan de la aplicación de los correspondientes porcentajes a la tarifa.

- INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Asimismo a *REE* se le reconocen *ingresos por la aportación de energía y potencia de los contratos de importación y exportación* suscritos con *EDF* (Francia) y *ONE* (Marruecos). En 2000, 2001 y 2002 los ingresos obtenidos por

dicha gestión han sido de 6.802, 8.099 y miles de euros, respectivamente. Estos ingresos no se determinan en tarifa sino que son obtenidos como consecuencia de una normativa establecida por el Ministerio de Economía para la gestión de dichos contratos, para un periodo de tiempo determinado.

- DIVERSIFICACION

También existen ingresos *por prestación de servicios a través de la cesión del uso y derecho de paso de la red de telecomunicaciones y por los trabajos de consultoría, ingeniería, construcción y mantenimiento realizados con terceros*. Los ingresos obtenidos por dicha actividad en 2001 se elevaron a 16.880 miles de euros.

En el cuadro 1 se muestra de forma resumida la evolución de los ingresos de *REE* por sus distintas actividades desde 1998 al 2002. En este cuadro puede observarse que los ingresos percibidos por *REE*, por estos conceptos, han crecido de 1998 al 2002 en casi un por ciento, lo que contrasta con el descenso de tarifa media que se ha producido en los dos últimos años; hay que tener en cuenta, además, que el 97 por ciento de los ingresos de *REE* proceden de actividades reguladas.

CUADRO 1	Ingresos de REE por actividades (miles de euros)					
	Transporte	Operación del Sistema	Intercambios internacionales	Otros	Total	tasa de variación (%)
1998	309.936	6.287	6.299	13.565	336.086	-
1999	317.791	6.130	6.888	11.804	342.613	1,94
2000	338.141	6.214	6.755	12.928	364.039	6,25
2001	359.845	8.679	8.099	16.880	393.503	8,09
2002 (*)	371.792					

(*) Son datos provisionales

II.2. LOS GASTOS Y LA CUENTA DE RESULTADOS DEL OS

En el cuadro 2 aparece la cuenta de resultados (1998-2002) del OS, sin incluir el *transporte*, la *gestión de los contratos internacionales*, ni *otros*.

Las columnas correspondientes a 1998, 1999, 2000 y 2001 se han elaborado con las Memorias de la compañía, mientras que la columna correspondiente a 2002 recoge los ingresos incluidos en la tarifa y las previsiones de gastos realizadas por la propia *REE*.

Como puede observarse en este cuadro, la *operación del sistema* registra de modo permanente un alto volumen de pérdidas.

CUADRO 2	Cuenta de resultados del OS (miles de euros)				
	1998	1999	2000	2001	2002
= (+) Importe neto de la cifra de negocios	6.287	6.130	6.214	8.678	
- Gastos de personal	9.796	10.175	9.430	7.967	
- Dotaciones para amortizaciones	2.404	3.744	4.093	3.180	
- Otros gastos de explotación	4.441	2.182	3.029	5.479	
= (-) Total gastos de explotación	16.642	16.101	16.552	16.626	
= Resultado de explotación	-10.355	-9.971	-10.337	-7.948	
- Resultados financieros	264	433	751	912	
= Resultado de las actividades ordinarias	-10.620	-10.404	-11.089	-8.860	
+/- Resultados extraordinarios	-992	-811	-583	1.364	
- Impuesto sobre sociedades	0	0	0	0	
= Resultado del ejercicio	-11.612	-11.215	-11.672	-7.496	

III. SOLICITUDES DEL OS

En primer lugar, *REE* propone un *sistema de cálculo anual de los costes reconocidos de la operación del sistema*, consistente en partir de unos costes

reconocidos, que para 2002 son de miles de euros, cantidad que anualmente se va actualizando en función de la demanda, del IPC y de un factor de eficiencia.

En segundo lugar, *REE* propone que le sean *compensadas las pérdidas* acumuladas en 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002, que la compañía considera ascienden a más de 49 millones de euros.

Por último, para 2003 el OS solicita como retribución unos ingresos de miles de euros, resultado de aplicar *el sistema de cálculo anual* propuesto por *REE*. Esta retribución solicitada supone multiplicar por casi dos veces y media la cifra de 2002. Esta cantidad permite atender los costes generales del OS y generar un margen sobre gastos del 15 por ciento.

IV. PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE RETRIBUCIÓN

Para evitar al máximo la discrecionalidad que pueda surgir en el establecimiento anual de la retribución del OS es aconsejable la existencia de una metodología explícita en la que los costes se sometan a un procedimiento estandarizado. La fórmula propuesta por *REE* para calcular el coste reconocido al OS es:

$$CROS_n = CROS_{n-1} [J ((IPC_n / IPC_{n-1}) - Z_n) / 100 + (1-J)(D_n / D_{n-1}) / 100]$$

siendo:

$CROS_i$: los costes reconocidos del año i .

J , $(1-J)$: coeficientes de ponderación, en tanto por uno.

Z_i : factor de eficiencia, en tanto por uno.

IPC_i : índice de precios al consumo del año i .

D_i : demanda prevista para el año i .

Asimismo, para determinar el valor inicial de la retribución, igual a los costes del primer año, se requiere un estudio sobre su verosimilitud, debiendo ser el ente regulador el que lo establezca; para ello se constituyó un grupo de trabajo en el seno de la CNE cuyas tareas aún no han finalizado.

V. COMPENSACIÓN DE PÉRDIDAS DE AÑOS ANTERIORES

En cuanto a la solicitud de *REE* de que sean compensadas las pérdidas de años anteriores, hay que recordar que el sistema actual de fijación de tarifas no prevé revisión de ejercicios anteriores. Además, debería tenerse en cuenta que dichas pérdidas reducen el gasto por el impuesto sobre sociedades.

VI. PROPUESTA DE TARIFA PARA EL 2003

La CNE considera que difícilmente puede ser aceptable pasar de una retribución de miles de euros en 2002 a miles de euros en 2003. Por eso, se considera que lo más conveniente sería que la retribución del OS se fuera acercando paulatinamente a la senda derivada del modelo propuesto por *REE*.

En los cuadros y gráficos 3 la línea azul con rombos representa la retribución que según el sistema propuesto por *REE* debería percibir el OS, suponiendo que tales ingresos, de acuerdo con la fórmula, crecen a una tasa anual del 3 por ciento.

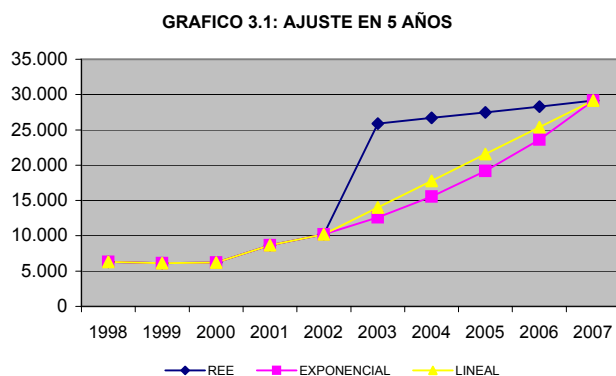
En este sentido, las columnas segunda y tercera de los cuadros 3.1., 3.2., 3.3. y 3.4. son hipótesis sobre la senda seguida por el ajuste, según que éste se realice en 5, 4, 3 o 2 años y según que el crecimiento absoluto de la retribución

crezca de forma constante (ajuste lineal), representada por una línea amarilla con triángulos, o la tasa de crecimiento a la que evoluciona la retribución sea la misma todos los años (ajuste exponencial), representada por una línea roja con cuadrados. A partir de estas hipótesis la retribución para 2003 podría ser desde 12.601 miles de euros (la más pequeña), en el caso de que el ajuste fuese exponencial y se realizase en cinco años, hasta 18.449 miles de euros (la mayor), en el caso de que el ajuste fuese lineal y se produjese en dos años.

En el cuadro 4 se presenta una cuenta de resultados del OS para el trienio 2001-2003. La columna de 2001 se ha elaborado con la Memoria de la compañía correspondiente a dicho año, mientras que la columna de 2002 recoge, para los gastos, el presupuesto de OS presentado por REE a la CNE y, para los ingresos, el importe reconocido en el expediente de tarifa de ese año. Para 2003 se han realizado tres hipótesis de ingresos distintas, correspondientes cada una de ellas a los dos valores extremos, obtenidos en los escenarios presentados en los cuadros 3, y a un valor intermedio: 12.601, 14.209 y 18.442 miles de euros, respectivamente. Asimismo, las cifras correspondientes a los gastos son las del 2002, actualizándose los gastos de personal a un 3 por ciento.

CUADRO 4	Cuenta de resultados del OS (miles de euros)				
	2001	2002 (*)	2003		
			H1	H2	H3
+ Ingresos por la gestión técnica del sistema	8.678		12.601	14.209	18.449
= (+) Importe neto de la cifra de negocios	8.678		12.601	14.209	18.449
- Gastos de personal	7.967		8.568	8.568	8.568
- Dotaciones para amortizaciones	3.180		4.644	4.644	4.644
- Otros gastos de explotación	5.479		7.943	7.995	7.943
= (-) Total gastos de explotación	16.626		21.155	21.207	21.155
= Resultado de explotación	-7.948		-8.554	-6.998	-2.760
- Resultados financieros	912		650	650	650
= Resultado de las actividades ordinarias	-8.860		-9.204	-7.648	-3.356
+/- Resultados extraordinarios	1.364		1.220	1.220	1.220
- Impuesto sobre sociedades	0		0	0	0
= Resultado del ejercicio	-7.496		-7.984	-6.428	-2.136

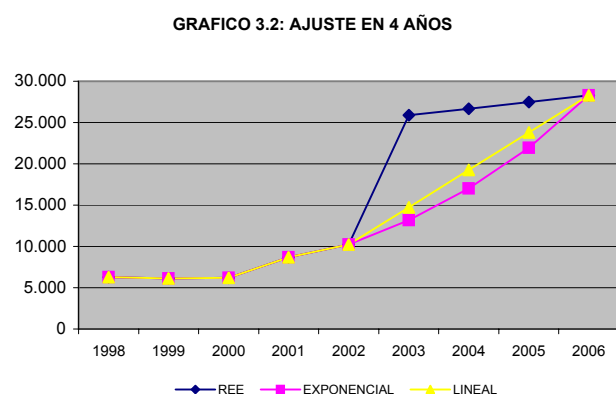
(*) Con la estimación de costes de REE



Cuadro 3.1.	AJUSTE EN 5 AÑOS		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal

(miles de euros)

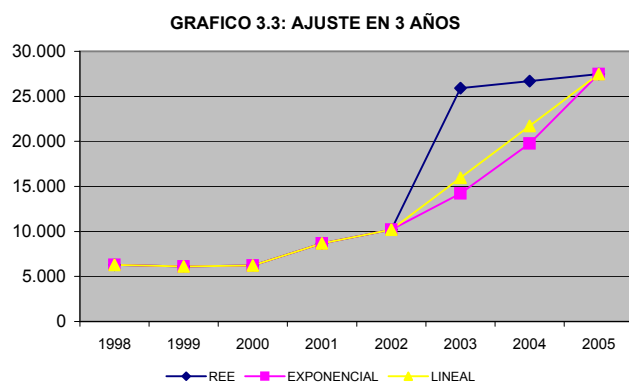
1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.678	8.678	8.678
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	12.601	14.005
2004	26.681	15.540	17.792
2005	27.482	19.166	21.580
2006	28.306	23.637	25.368
2007	29.155	29.152	29.155



Cuadro 3.2.	AJUSTE EN 4 AÑOS		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal

(miles de euros)

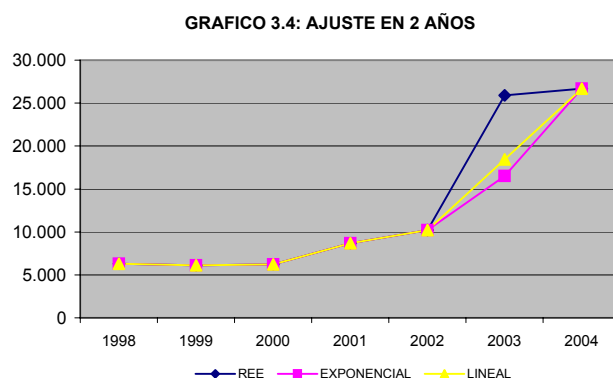
1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.678	8.678	8.678
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	13.181	14.739
2004	26.681	17.005	19.262
2005	27.482	21.938	23.784
2006	28.306	28.302	28.306



Cuadro 3.3.	AJUSTE EN 3 AÑOS		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal

(miles de euros)

1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.678	8.678	8.678
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	14.209	15.972
2004	26.681	19.760	21.727
2005	27.482	27.480	27.482



Cuadro 3.4.	AJUSTE EN 2 AÑOS		
	Ajuste instantáneo de REE	Ajuste exponencial	Ajuste lineal

(miles de euros)

1998	6.287	6.287	6.287
1999	6.130	6.130	6.130
2000	6.214	6.214	6.214
2001	8.678	8.678	8.678
2002	10.217	10.217	10.217
2003	25.904	16.511	18.449
2004	26.681	26.681	26.681

VII. CONCLUSIONES

La CNE, a la vista de todo lo anterior, considera que pueden obtenerse las siguientes conclusiones:

En primer lugar, *REE* debe volver a contar con una separación organizativa entre, al menos, la actividad de la *operación del sistema* y el transporte.

En segundo lugar, el grupo de trabajo, formado por *REE* y CNE, que se constituyó con la finalidad de determinar la retribución del OS en el momento base (sea éste 2002, 2003 ó 2004), continuará con sus tareas en enero de 2003.

En tercer lugar, CNE considera que la implantación del nuevo sistema de retribución del OS debería ser paulatina, ya que las actuales dificultades de la tarifa impiden proceder a un ajuste instantáneo.

Finalmente, la retribución para 2003 debería estar en el entorno de cualquiera de las hipótesis intermedias utilizadas en los epígrafes anteriores, pareciendo adecuada la Propuesta de tarifas del Ministerio en la medida en que se adecua a la alternativa de realizar un ajuste en su retribución a lo largo de los próximos tres años.



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO II



Comisión
Nacional
de Energía

LA RETRIBUCION DEL OPERADOR DE MERCADO PARA 2003

1. INTRODUCCION

La *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL)* percibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad. Dichos ingresos se determinan como unos porcentajes aplicables a la facturación del sector eléctrico por el suministro efectivo de energía eléctrica y por los peajes de distribución. Dichos porcentajes son fijados anualmente por el Ministerio de Economía.

En este sentido, el Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, estableció los porcentajes para el ejercicio 2002: 0,073 por ciento de la facturación del sector eléctrico y 0,178 del peaje de distribución.

2. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA

La Junta General de Accionistas del *OMEL* celebrada el 16 de mayo de 2000 acordó la ampliación de su objeto social, mediante la modificación del artículo 2 de sus estatutos sociales. El nuevo artículo contempla, de manera más explícita, la prestación, por parte de la compañía, de servicios a través de redes telemáticas (específicamente a través de internet) y cualquier otra clase de servicios relacionados con su actividad y, en particular, los de investigación y consultoría en materia de diseño, desarrollo, implantación, mantenimiento y explotación de servicios relacionados con mercados electrónicos, con desarrollos de aplicaciones informáticas y con la información, comunicaciones, gestión y organización empresarial, así como la prestación de todos los servicios auxiliares relacionados con dicha actividad.



En el cuadro 1 se resumen las principales magnitudes del balance del *OMEL* durante el quinquenio 1998-2002. Las columnas correspondientes a 1998, 1999, 2000 y 2001 se han elaborado con las Memorias de la compañía a 31 de diciembre de dichos años, mientras que las columnas correspondientes a 2002 y 2003 recoge las previsiones del propio *OMEL*.

CUADRO 1	<i>BALANCE DE SITUACIÓN DE LA COMPAÑÍA OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD, S.A.</i>
(EN MILES DE EUROS)	

	1998	1999	2000	2001	2002 (*)	2003 (*)
Inmovilizado	1.838	2.141	1.951	1.703		
Activo circulante	1.965	2.897	2.264	3.653		
TOTAL ACTIVO	3.803	5.038	4.216	5.356		

Fondos propios	2.014	2.344	2.387	2.826		
Provisiones	0	78	35	35		
Total acreedores	1.789	2.616	1.794	2.496		
TOTAL PASIVO	3.803	5.038	4.216	5.356		

(*) Con previsiones del OMEL

En el cuadro 2 se resumen las principales magnitudes de la cuenta de resultados del *OMEL* durante el sexenio 1998-2003. Las cuatro primeras columnas correspondientes a 1998, 1999, 2000 y 2001 se han elaborado con las Memorias de la compañía. Las columnas quinta y sexta recogen las previsiones realizadas por el *OMEL* para 2002 y 2003.



CUADRO 2		CUENTA DE RESULTADOS DE LA COMPAÑÍA OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD, S.A.					
		(en miles de euros)					
	1998	1999	2000	2001	2002 (*)	2003 (*)	2003 (**)
+ Ingresos por actividad eléctrica	4.333	7.157	6.797	8.892			9.300
+ Ingresos no eléctricos	0	0	685	391			792
= Importe neto de la cifra de negocios	4.333	7.157	7.483	9.283			1.092
- Gastos de personal	2.058	3.450	3.824	4.282			4.576
- Dotaciones para amortización de inmovilizado	853	998	1.179	1.052			1.157
- Otros gastos de explotación	1.125	1.946	2.049	3.025			3.563
- Intereses e ingresos financieros	23	14	15	14			101
= Resultado de las actividades ordinarias	321	777	445	938			695
- Resultados extraordinarios	0	18	18	0			0
= Resultados antes de impuestos	321	759	427	938			695
- Impuesto sobre sociedades	110	291	132	319			243
= Beneficio del ejercicio	210	468	296	619			452

(*) Con previsiones del OMEL

(**) Con cálculos de la Dirección de Regulación y Competencia

En el cuadro 2 se puede observar cómo el OMEL prevé para 2003 un incremento de los gastos de explotación respecto del ejercicio 2001 del por ciento. Entre estos gastos, debe destacarse el incremento que experimentan los gastos de personal, ya que pasan de un coste medio por empleado de euros (millones de pesetas) en 2002 a otro de (millones de pesetas) en 2003.

La última columna recoge el presupuesto elaborado por la CNE. Para la elaboración del mismo, la CNE ha modificado tres partidas de costes: gastos de personal, amortización y otros gastos de explotación.

Los gastos de personal de 2003 se han calculado a partir de los gastos de personal auditados correspondientes a 2001 que se han actualizado a una tasa del 3 por ciento anual y de una plantilla media de 57 personas.

La amortización del inmovilizado crece un 52 por ciento, cuantía ésta suficiente para atender a las necesidades de nuevas inversiones que puedan producirse durante el 2003.

Los otros gastos de explotación contemplan la solicitud del *OMEL* salvo los ingresos no percibidos, pero previstos, en otros ejercicios.

Con las previsiones de estas tres partidas de gastos y con unos ingresos de 9,3 millones de euros la *OMEL* puede obtener 450.000 euros de beneficios.

3. CONCLUSIÓN

La CNE considera, en primer lugar, que aprovechar la experiencia acumulada en el mercado español para realizar las actividades de consultoría o de servicios en otras áreas geográficas estaría bien si supusiera un ahorro o, al menos, no implicara un sobrecoste. Existe el riesgo, sin embargo, de sobredimensionar la plantilla y otros costes generales para así dedicarse a una actividad no regulada como es la consultoría o servicios relacionados con mercados electrónicos. Por ello, se considera importante solicitar a la compañía detalle de sus fuentes adicionales de ingresos así como las cuentas separadas por actividades.

En segundo lugar, la CNE propone que la dotación para el *OMEL* pase de 9.177 miles de euros para el año 2002 a 9.300 miles de euros para el año 2003, lo que supone un incremento de casi el dos por ciento, siendo estos ingresos necesarios para asegurar la política financiera de la compañía.

VOTO PARTICULAR QUE FORMULA EL CONSEJERO JAIME GONZÁLEZ GONZÁLEZ AL INFORME DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA TARIFA ELÉCTRICA PARA 2003, APROBADO POR LA COMISION EL DÍA 20 DE DICIEMBRE DE 2002.

En el presente voto particular expreso y desarrollo las razones de mi voto contrario al informe de la Comisión sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003.

Precisar que formulé igualmente voto particular negativo al informe de la Comisión 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 aprobado el día 4 de diciembre de 2002 y que fue remitido al Ministerio de Economía con fecha 5 del mismo mes a las 17.38.32 h. y donde espero que se le haya dado el destino pertinente.

Sin embargo, antes de profundizar en los contenidos de la propuesta, quiero reiterar algunas de las consideraciones que en mi anterior voto particular realizaba sobre el papel de la CNE en la tramitación del que yo llamaba el acto regulativo más importante del año: el expediente de determinación y aprobación de la tarifa eléctrica. Incluso, comparaba entonces, para simbolizar esa importancia, la tarifa para cada año con los presupuestos del Sector Eléctrico, en función de lo dispuesto en el art. 15 de la Ley 54/097 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que 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”*.

En resumen hacía, entre otras, las siguientes consideraciones:

- Importancia de los informes y propuestas de los Organismos como la CNE, que a su vez, tiene que recabar las opiniones del Consejo Consultivo de Electricidad.
- Necesidad de un “plazo razonable” para conseguir que el informe emitido o las propuestas realizadas tuvieran en cuenta todas las opiniones y que estas fueran formadas con el grado de maduración necesario.
- Nada de ello es posible, cuando el Ministerio utiliza el procedimiento de tramitación urgente.
- Concluía diciendo que todo el proceso de consulta e informe parecía más bien el obligado cumplimiento de un trámite para evitar problemas legales al acuerdo o pacto del Gobierno con el Sector Eléctrico sobre la metodología para el cálculo de la tarifa media o de referencia que amparaba aspectos tan importantes como déficit tarifario, CTC`s, etc.

Nuevamente se utiliza el procedimiento de tramitación de urgencia para solicitar a la Comisión el informe sobre el Real Decreto por el que se establece la Tarifa Eléctrica para 2003 y como consecuencia de ello el ya exiguo plazo ordinario, quince días, queda reducido a la mitad.

En los ocho días que van desde el 13 de diciembre al 20 del mismo mes, los Servicios Técnicos de la Comisión han debido elaborar un informe completo, acabado y complejo, los Miembros del Consejo Consultivo han tenido que hacer lo propio y el Consejo de Administración de la Comisión ha realizado el informe final y procedido a su aprobación.

En definitiva se acentúa la conclusión de que este trámite es el último eslabón de un proceso que ha permitido al Gobierno la construcción de los documentos legales necesarios para amparar su acuerdo con el sector eléctrico, conseguido en una negociación que ha durado muchos meses y del que han sido marginados el resto de interesados y entre ellos los consumidores.

A la vista del informe de la CNE y de las observaciones producidas en el Consejo Consultivo el Gobierno dispondrá desde el 20 al 27, fin de semana,

Nochebuena y Navidad incluidos, para estudiar y considerar en su caso las modificaciones a introducir en su propuesta. A la vista de los antecedentes sobre el fuerte grado de compromiso público entre el Gobierno y el sector eléctrico y del tiempo disponible, me parece clara la ausencia de voluntad por parte del Gobierno de introducir cambios significativos en la propuesta, salvo aquellos que le permitan resolver alguna situación difícil como la referida al Régimen Especial.

Bastaría mi desacuerdo con el informe de la Comisión sobre la metodología para comprender también mi desacuerdo con un informe que parte de la aceptación de aquella metodología sin cuestionarse no sólo su fondo sino su forma de aplicación.

Considero que el informe de la CNE no hace el necesario y suficiente hincapié en algunos aspectos de la Propuesta de Real Decreto por la que se establece la tarifa eléctrica para el 2003, algunos de los cuales han sido objeto de estudio por la CNE en cuestiones anteriores: CTC's, compensaciones extrapeninsulares, gestión de la demanda, calidad del suministro, alquileres, déficit tarifario, régimen especial, etc.

El informe que elaboró la Dirección de Energía Eléctrica de la Comisión sobre el Real Decreto en el que se determinaba la metodología para la aprobación o modificación de la Tarifa Eléctrica media o de referencia decía lo siguiente para destacar su importancia:

***“Segunda.-** 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.*
- ✓ *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.”*

Sin embargo la exposición de motivos del mismo Real Decreto avanzaba que su aplicación iba a ser parcial: *“Esta metodología introduce nuevos conceptos y definición de variables para el cálculo de la tarifa de referencia de cada año, que imposibilita su nueva aplicación para 2003”*.

Efectivamente las únicas referencias que en la exposición de motivos y en el contenido normativo del Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003 se hacen a la metodología se refieren precisamente a sus aspectos más discutibles, controvertidos y en algunos casos opacos: Déficit tarifario, recuperación íntegra de los Costes de transición a la competencia, y las compensaciones extrapeninsulares. En definitiva aquellos aspectos que durante el proceso de negociación entre el Sector Eléctrico y el Ministerio de Economía aparecieron públicamente como esenciales y que representan, en algunos casos, reconocimiento arbitrario de costes.

Así se reconocen como un ingreso de las actividades reguladas 233,812 Millones de € en concepto de déficit de ingresos de las actividades reguladas y de generación extrapeninsular anteriores al 2003. (En la memoria justificativa del Real Decreto de metodología se habla sin embargo de déficit de generación y no de déficit de actividades reguladas). Se reconocen igualmente 297,740 Millones de € como contribución fija a percibir en concepto de Costes de

Transición a la Competencia, deducidos los excesos de las primas por consumo de carbón autóctono y la cuantía de CTC`s imputada a la energía de importación de años anteriores, de acuerdo con la disposición transitoria sexta de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por la Ley 9/2001, de 4 de junio.

Sin embargo, y a pesar de que en la metodología no aparece ninguna referencia a la aparición de futuros déficits tarifarios y a su posible reintegro, en las alegaciones de UNESA tanto escritas como formuladas oralmente en el Consejo Consultivo y en las noticias de prensa aparecidas los días 19 y 20 de diciembre, precisamente los días en que se reunió el Consejo Consultivo y la CNE para estudiar la propuesta, se “advierte” de la aparición de déficits futuros de ingresos y que ese déficit “es especialmente preocupante y no se atiende las razones de UNESA y no se reconoce en el Real Decreto de metodología de tarifas los déficits a que da lugar la aplicación de la misma a partir del 2003 inclusive”.

Esta “advertencia” exigiría que la CNE hubiera entrado en el análisis del funcionamiento del mercado y hubiera examinado las causas por las cuales se origina el déficit tarifario que no son otras que la diferencia 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” (memoria justificativa Ministerio de Economía. Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia). Como el propio Ministerio habla también en el mismo documento que una de las causas de ese desfase podría haber sido “los precios de mercado elevados artificialmente” el informe de la Comisión debería haber entrado en este examen de manera minuciosa como lo hizo con el funcionamiento del mercado en algún día de Noviembre y en todo el mes de Diciembre de 2001 y en el mes de Enero de 2002.

Convendría que se hubiera analizado también la aparición en la propuesta que se informa de la consideración de máxima a la cifra para compensar de los déficits tarifarios que no figuraba en la propuesta de metodología, y su posible

relación con las dudas sobre la formación de los precios en el mercado de la electricidad que el propio Ministerio expresaba y que ha quedado reflejado en el apartado anterior, y que pone en duda el mismo concepto de déficit tarifario.

Se sigue sin desarrollar el artículo 12 de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, actividades en territorios insulares y extrapeninsulares, modificado por el apartado 1 de la disposición adicional decimoséptima de la Ley 34/98, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos que dice:

“1. Las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollan en los territorios insulares o extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular que atendería a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, previo acuerdo con la Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas.”

Esta falta de desarrollo está creando problemas en el sistema eléctrico, así como discrepancias entre las empresas del sector y dudas regulatorias significativas. Sin embargo y sin más justificaciones se incrementa la partida destinada a compensaciones extrapeninsulares de 201,219 millones de Euros a 223,531 millones de Euros lo que representan un incremento del 11'08%.

Hubiera merecido un análisis en profundidad este conjunto de circunstancias que han afectado y lo siguen haciendo al régimen de compensaciones extrapeninsulares.

¿Cuál han sido las razones por las que un mandato legal imperativo se ha incumplido durante tantos años?

¿Se ha intentado buscar el necesario acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas?

¿Cuáles son las razones por las que los informes de la CNE a los sucesivos informes sobre las propuestas de Real Decreto en tarifas digan que no puede pronunciarse sobre los costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares y sus compensaciones por carecer de información suficiente de los criterios que dan lugar a los importes que se proponen?

Otro asunto sobre el que conviene hacer especial hincapié es sobre la energía y el medio ambiente en relación con las energías renovables, la cogeneración y los residuos y su tratamiento en el Real Decreto de Tarifas para el 2003.

El documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas dice en su Capítulo 1, Planificación energética, aspectos generales, objetivos y alcance del documento lo siguiente:

“Uno de los objetivos prioritarios en la planificación indicativa es hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transporte y usos de la energía.”

.....

“Un pilar básico de la estrategia medio ambiental es el apoyo al desarrollo de las energías renovables. La apuesta por esta fuente de energía se basa, en primer término, en su reducido impacto ambiental por comparación con otras energías, y en su carácter de recurso autóctono, que favorece, por tanto, el autoabastecimiento energético y la menor dependencia del exterior. Pero se justifica sobre todo por lo que significa de reto tecnológico, de modo que, mediante aplicaciones sucesivas cada vez más cercanas al umbral de rentabilidad, se pueda conseguir estos recursos una fuente complementaria de suministros energéticos fiables, y económicos.”

.....

“El Gobierno español aprobó, en 1998, el Plan de Fomento de las Energías Renovables que recoge los principales elementos y orientaciones que podían considerarse relevantes en la articulación de una estrategia para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables puedan cubrir en su conjunto, cuando menos, el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010. Este plan fue elaborado como respuesta al compromiso que emanaba de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y que define el objetivo de desarrollo a alcanzar por las Energías Renovables.”

.....

“La planificación indicativa, objeto de este documento, integra completamente los objetivos de producción eléctrica del Plan de Fomento de las Energías Renovables en el escenario energético analizado para el período 2002-2011.”

.....

“Lógicamente en el presente documento de planificación, por no ser objeto del mismo, no se realiza un análisis de la problemática global de desarrollo e implantación de las Energías Renovables ni se esbozan acciones de ningún tipo, que deberán ser abordadas en otro contexto.”

.....

Previsión de Producción Eléctrica con Energías Renovables en 2011.

Total

	<u>Potencia MW</u>	<u>Producción GWh</u>
Biomasa	3.098	22.784
Solar termoel	200	459
Hidráulica	16.571	31.129
Minihidráulica	2.380	7.377
Eólica	13.000	28.600
Biogás	78	546
Solar fotovoltaica	144	218
R.S.U.	262	1.846
Total Renovables	35.733	92.958

.....

“En cuanto a la generación eólica, se contempla una potencia instalada del orden de 13.000 MW al final del período de planificación, asociada al mantenimiento del actual entorno regulador favorable.”

Por lo tanto existe un compromiso con el Régimen Especial y concretamente con las energías renovables público, importante, asumido por la sociedad y anunciado como un asunto importante por el Gobierno, a lo largo de estos últimos años.

Las intervenciones de los miembros del Consejo Consultivo en esta materia rozaron la unanimidad en la defensa del mantenimiento y de la mejora en su

caso de su régimen retributivo. Entre los argumentos utilizados y en relación con el Acuerdo de Kioto se esgrimió que su incumplimiento haría incurrir al sistema en costes muy superiores a los que representa su mantenimiento y mejora

El Real Decreto 2818/98, de 23 de diciembre, sobre Producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuente de energía renovables, residuos y cogeneración dice en su artículo 32:

“Cada cuatro años se revisarán las primas fijadas en el presente capítulo de este Real Decreto, así como los valores establecidos para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico, atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema.”

La revisión de las primas es un concepto diferente al de su mera actualización. El Real Decreto citado obliga a actualizar las primas todos los años, arts. 27.3, 28.2, 29.3 y 30.2. Pero también obliga a revisarlas cada 4 años. Sería ahora, en el Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2003 cuando debería hacerse esta revisión ya que es necesario. Ello conllevaría una metodología que introdujera criterios de seguridad y sostenibilidad en el régimen especial.

Incluso los criterios para la actualización son diferentes de los que se deberían utilizar en la revisión. En el primer caso lo son, entre otros, la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas y en el segundo son la evolución del precio de la Energía Eléctrica, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema. En caso de que el Gobierno hubiera considerado que no era necesaria la revisión y que hubiera bastado con una actualización debería haberlo justificado, cosa que no hace.

Las decisiones que se toman son respecto a las primas del régimen especial y en concreto a las renovables son las siguiente:

- Disminución de la cuantía del sobrecoste del Régimen especial que fue de 924.981 Millones de € en el 2002 a 922.740 Millones de € en 2003: 2,241 Millones de €
- Disminución de la cuantía de algunas de las primas destacando la correspondiente al tipo de instalación b.2 (eólica) con un descenso del 8,04%.
- Incremento de la correspondiente al tipo de instalación b.6 en un 19,23%.

La Comisión no ha podido entrar a valorar estos resultados ya que no se le ha proporcionado información ni metodología para ello.

La Comisión está elaborando una metodología de revisión de primas y precios que estaría a disposición de presentar en el plazo de tres meses para cumplir el preceptivo trámite reglamentario. La metodología incluiría además la propuesta de tarifa que resulte de su aplicación.

Por todo ello la Comisión acuerda:

“Esta Comisión Nacional de Energía, a falta de una metodología de revisión de las primas del régimen especial, conforme a lo establecido en el Real Decreto 2818/1998, y en aras a que se garantice el cumplimiento del Plan de Fomento de Energías Renovables, aprobado por el Gobierno, así como los compromisos adquiridos en el marco del Protocolo de Kyoto, entiende que no sería conveniente una bajada de las primas del régimen especial, tal y como resulta de la propuesta sujeta a informe. En particular, debe mencionarse la bajada de las citadas primas que afecta al grupo b.2 referente a la energía eólica.

En aquellos casos concretos en los que la propuesta del Ministerio de Economía refleja subidas para determinados grupos, esta Comisión considera

que, dado que, además su impacto global en la tarifa no es significativo, tales subidas debieran mantenerse. En cualquier caso y, como principio orientador y en línea con lo señalado en el párrafo anterior, la metodología que se proponga deberá establecer un sistema retributivo que garantice la viabilidad económica de este tipo de energías con carácter general y, en particular, de aquellas que, a fecha de hoy, han obtenido un menor desarrollo.”

Este acuerdo podría ser compartido por mí sinó fuera discriminatorio para algunas tecnologías.

Se propone, en primer lugar, mantener la prima que afecta al grupo b.2 correspondiente a la energía eólica, cuestión sobre la que manifiesto mi acuerdo.

Igualmente me parece correcto, mantener el incremento propuesto por el Ministerio en aquellos casos en que así se hace. Pero es indudable que habría que proceder de la misma manera con el resto de las tecnologías en las que el Ministerio no propone subidas y es indudable que de seguir el actual camino no se cumplirán las previsiones del documento de planificación en el horizonte del 2011. Los casos de minihidráulica, solar, biogás, etc son evidentes.

Si se modifican al alza algunas primas de algunos grupos y se justifica en la necesidad de alcanzar una rentabilidad razonable que permita su desarrollo, carece de sentido que no se decida lo mismo con el resto.

El incumplimiento del mandato de revisión de las primas contenido en el art. 32 del Real Decreto 2818 de 23 de Diciembre antes citado impide la inclusión de tecnologías que hasta ahora no se han considerado e introduce factores de incertidumbre legal que pueden poner en riesgo una política coherente que nadie cuestiona, a no ser por escasa, y que es fundamental para el futuro energético y medioambiental.

El informe de la Comisión a la propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2002 decía en lo que se refiere al régimen de alquiler de contadores:

“La propuesta de Real Decreto que se informa establece en su anexo II una reducción en los precios del alquiler de los equipos de medida y cantidad del orden del 46%, haciéndose eco de lo detectado por esta CNE en cuanto a que las cantidades hasta ahora vigentes no se correspondían con los costes en los que incurrían las empresas distribuidoras por este servicio de alquiler de equipos a los consumidores”

La disminución en el precio propuesto por el Ministerio de Economía representaba un 84,620 millones de Euros, más de catorce mil millones de pesetas de disminución de la retribución de las actividad de la distribución.

El Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2002 cifró la reducción en el precio del alquiler de los equipos de medida en el orden del 10% muy lejos del 46% propuesto por el propio Ministerio de Economía y que contaba con el informe favorable de la Comisión.

Se podría haber interpretado aquella decisión de modo y manera que, para no producir una disminución tan importante de los ingresos de los distribuidores de forma brusca, se instituya un plan por el que a lo largo de los tres años siguientes se alcanzara la reducción del 46% en la que el Gobierno y la Comisión estaban de acuerdo.

Sin embargo el precio de los alquileres de equipos de medida para el año 2003 se ha congelado con respecto a los del 2002.

Los millones de consumidores que tienen alquilados equipos de medidas, no se han beneficiado de la propuesta para el 2002 que representaba una rebaja de casi catorce mil millones de pesetas, sino que, y esto es más grave, se ha consolidado esta situación cara al 2003.

Ello merecería un amplio análisis de la Comisión y haber incidido de manera especial en un asunto sobre el que nos hemos manifestado como órgano Colegido en muchas ocasiones.

Los equipos de medida son un asunto en el que los informes de la Comisión tienen poco éxito a la vista del destino de las recomendaciones que, al parecer, van a tener muchas de nuestras observaciones en la materia en la elegibilidad 2003.

En mi voto particular a la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica medida o de referencia indicaba textualmente que no se consideraba ninguna cantidad para incentivar tanto la calidad del suministro como la gestión de la demanda.

El informe de la Comisión se extiende al analizar el asunto de la calidad en el servicio de distribución. Manifiesta que durante los años 98 y 99 la tarifa eléctrica dispuso un máximo de 121'41 millones de € para mejorar la calidad del servicio en general y del ámbito rural en particular como coste reconocido de la distribución. En ambos años se redujo la tarifa eléctrica en un 3'63% y en un 5'57% respectivamente según datos del Gobierno.

Durante los años 2000, 2001 y 2002 y en la propuesta que analizamos se excluye la mejora de la calidad del servicio como coste reconocido a la retribución de la distribución. En los años 2000 y 2001, la tarifa eléctrica seguía disminuyendo, 4'85% y 1'52%, pero no así en 2002, 2003 en la que ha subido y subirá respectivamente 0'32% y 1'65%.

Durante estos últimos cuatro años se ha abandonado la idea de incentivar la calidad del suministro tanto en situación de bajada de tarifas como de subida de las mismas.

Ello indica que la mejora de la calidad del servicio en general y de la calidad zonal en particular, que en todo caso debe de estar garantizada por las compañías distribuidoras, debe ser financiada exclusivamente con cargo a los ingresos que las empresas van a obtener de la tarifa por retribución de la actividad.

A la vista de todo ello es necesario recuperar las dotaciones para mejorar la calidad del servicio, sobre todo en zonas rurales.

En los aspectos de gestión de la demanda, que se corresponde con un examen del abastecimiento energético desde la óptica del consumo, el informe de la Comisión recomienda la recuperación de partidas en la tarifa destinada a la incentivación de los programas de la gestión de la demanda de forma que puedan acudir a ellos tanto los distribuidores como los comercializadores.

En esta Comisión ha tenido entrada un documento elaborado por los grandes consumidores industriales, a través de AEGE, sobre los precios eléctricos y la gestión de la demanda desde su perspectiva en el que cifran su capacidad de gestión de la demanda y que a mi juicio hubiera merecido una consideración en relación con los beneficios en la explotación del sistema y de su participación en los programas de gestión de la demanda.

Para la dotación de las partidas necesarias para retribuir adecuadamente al Régimen Especial, para recuperar dotaciones destinadas a incentivar la calidad del servicio o la gestión de la demanda solo es necesaria una reasignación de recursos dentro de la propia tarifa en la que, como decía en mi voto particular a 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, se contienen costes discutibles y rechazables.

Por estas razones este Consejero considera que el Real Decreto por el que se establece la Tarifa Eléctrica para la tarifa eléctrica 2003, es la consecuencia de la aplicación parcial y sesgada de una metodología que ampara un acuerdo entre el Gobierno y el sector Eléctrico y que provoca una subida injustificada de la tarifa eléctrica.