



Comisión  
Nacional  
de Energía

## INFORME 16/2000 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO DE TARIFA ELÉCTRICA 2001

22 de diciembre de 2000

## **INDICE**

### **1. INTRODUCCIÓN**

### **2. PREVISIÓN DE INGRESOS Y DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO PARA EL AÑO 2001**

2.1 Antecedentes

2.2 Previsiones de demanda

2.3 Participación en el mercado

2.4 Variación del nivel de ingresos en el año 2001

### **3. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2001**

3.1 Costes de generación

3.1.1 Precio de la energía en el mercado mayorista

3.1.2 Garantía de Potencia

3.1.3 Intercambios Internacionales

3.2 La retribución del transporte

3.3 La retribución de la distribución

3.4 La retribución de la gestión comercial y de la demanda

3.5 Costes permanentes del sistema

3.5.1 Costes e ingresos de los suministros extrapeninsulares

3.1.4 Retribución del Operador del Sistema

3.1.5 Retribución del Operador de Mercado

3.1.6 Retribución de la Comisión Nacional de la Energía

3.6 Costes de Transición a la Competencia

3.6.1 Stock de carbón

3.6.2 Prima del carbón autóctono

3.6.3 CTC's por diferencias

### 3.7 Costes de Diversificación y seguridad de abastecimiento

3.7.1 Stock básico de uranio

3.7.2 Compensaciones a los pequeños distribuidores por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes

3.7.3 Régimen especial

## **4. COMENTARIOS SOBRE OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA**

4.1 Comentarios a la disposición transitoria única

4.2 Comentarios a la disposición derogatoria única

## **CONSIDERACION FINAL**

## **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 CNE 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 2000 se recibió en la Comisión Nacional de Energía la Propuesta de R.D. por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001. Este documento fue remitido para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo por trámite urgencia.

El Consejo Consultivo se reunió para discutir la propuesta del R.D. el día 20 de diciembre y emitir su informe preceptivo. Se acompaña, como anexo a este informe las alegaciones presentadas por escrito de alguno de los miembros del Consejo. Los días 21 y 22 de diciembre se celebraron sendas sesiones del Consejo de Administración de la CNE en los que acordó aprobar el presente informe.

Una vez más hay que señalar que, para poder informar convenientemente la propuesta de revisión tarifaria, es preciso contar con un plazo más dilatado, que debe ser, al menos, de quince días según estipula el R.D. 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión de Energía. 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 financiación, mediante tarifas integrales y de acceso, sobre los distintos colectivos de consumidores, es imprescindible disponer de un mayor margen de tiempo desde la recepción de la propuesta de Real Decreto hasta la convocatoria del Consejo Consultivo.

La precipitación y carencia de determinada información han repercutido no sólo en el trabajo de la Comisión sino también en el propio Consejo Consultivo, según manifestaciones de algunos de sus miembros, que no han tenido la oportunidad de valorar con tiempo suficiente la propuesta del Ministerio de Economía, si bien también se ha valorado positivamente – incluida esta Comisión – la mejora en la documentación de acompañamiento a la propuesta así como las explicaciones realizadas por el representante del Ministerio de Economía.

Cabe destacar, que una buena parte de los parámetros que incorpora la propuesta de RD son los contemplados en las reuniones preparatorias mantenidas por el personal de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Comisión - coincidiendo algunos de ellos con los que aportaron los servicios técnicos de ésta -, y al mismo tiempo, el Ministerio ha adjuntado junto con la propuesta de RD una memoria explicativa e información añadida de los parámetros e hipótesis considerados. Sin embargo, se hace necesario que en el futuro el Ministerio de Economía aporte, con el tiempo necesario, información más detallada sobre todos los supuestos incorporados en su propuesta, especialmente la referente al escenario de elegibilidad adoptado.

Es de esperar que la incertidumbre que siempre precede a la revisión de tarifas se reduzca considerablemente en la medida en que se disponga de un mecanismo claro de cálculo tarifario. A este respecto, la Comisión está trabajando en la determinación de una metodología general que comprenda procedimientos transparentes y objetivos sobre los que descansen las revisiones futuras de tarifas. La necesidad de una metodología tarifaria ha sido puesta de manifiesto por diversos miembros del Consejo Consultivo.

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el presente informe, la Comisión ha venido solicitando en los últimos meses a

distintos agentes del sector una serie de datos que permitan estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el año próximo.

Esta Comisión ha puesto dichos datos a disposición de la Dirección General de Política Energética y Minas para un mejor desarrollo de la propuesta de R.D. objeto de este informe.

El informe se articula de la siguiente forma. En el apartado 2 se repasan los antecedentes y se comentan las previsiones de ingresos y de participación en el mercado que recoge la propuesta de R.D. del Ministerio de Economía. Así mismo, se valoran las rebajas de precios y los cambios en la estructura tarifaria que incorpora el texto sometido a informe. En el apartado 3, se revisan pormenorizadamente los costes asignados a las distintas actividades eléctricas para el año 2001. Otros aspectos que aparecen en la Propuesta se tratan en el apartado 4.

## **2. PREVISIÓN DE INGRESOS Y DE PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO PARA EL AÑO 2001**

### **2.1 Antecedentes**

Si bien la Ley del Sector Eléctrico no se manifiesta explícitamente acerca de cómo deben efectuarse las revisiones de precios regulados, en su Título III relativo al Régimen Económico, establece que con cargo a tarifas, peajes y precios satisfechos por los consumidores del suministro eléctrico, acogidos y no acogidos a la condición de cualificados, han de satisfacerse las retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas. Además hace una descripción pormenorizada de los distintos conceptos que constituyen dichas retribuciones.

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 garantizado a las distintas actividades reguladas y el coste previsible de las actividades en competencia, y por otra, qué ingresos se espera obtener de los consumidores que se estimen vayan a acogerse a una opción u otra, para valorar la recuperación de los costes del sistema.

Este planteamiento justifica que, si bien la propuesta de R.D. que se somete a informe sólo se refiere a las tarifas integrales, será preciso hacer referencia también a las tarifas de acceso vigentes por el RD 2820/1999 en la medida en que de ellas dependen una parte de los ingresos del sistema.

La dificultad que entraña no sólo prever el crecimiento general de la demanda y su desglose entre las diferentes tarifas existentes, sino también determinar qué parte de la demanda con capacidad de acudir al mercado lo hará efectivamente y en qué momento, hacen del cálculo tarifario para el año 2001 un ejercicio de compleja resolución. Es de esperar que la experiencia adquirida en estos primeros años del nuevo marco competitivo, unido a la concreción de la metodología de cálculo tarifario a la que se ha hecho mención con anterioridad, permitan que los informes sobre propuestas de tarifas de los años venideros se realicen con menores incertidumbres que las existentes hasta la fecha.

## 2.2 Previsiones de demanda

La información aportada por el ME correspondiente a la propuesta 2001 incorpora una previsión de demanda en barras de central para el año 2001 de 207.848 GWh, lo que representa un crecimiento con respecto al cierre previsto para el 2000 del 5,44%. Esta previsión coincide con el escenario central de REE.

**Escenarios de demanda de energía eléctrica para el año 2000 y 2001**

	<b>Más Probable</b>	<b>Superior</b>	<b>Central</b>	<b>Inferior</b>
<b>Previsiones 2000</b>				
GWh	197.124	197.234	195.761	191.185
Δ Demanda	7,0%	7,06%	6,26%	5,44%
<b>Previsiones 2001</b>				
GWh		211.435	207.848	204.713
Δ Demanda		7,26%	5,44%	3,85%

Fuente: REE

Considerando un coeficiente medio de pérdidas del 8,7% para todo el sistema, la demanda en abonado final que subyace en la propuesta de la tarifa 2001 asciende a 191.110 GWh. Este valor de demanda en abonado final se corresponde con la previsión realizada por la CNE para el 2001.

### **2.3 Participación en el mercado**

En la documentación que acompaña a la propuesta de tarifa eléctrica de 2001 referente a los ingresos del sistema, se observa que el escenario de elegibilidad por el que opta el Ministerio supone el 33% del total de la demanda en abonado final. Es decir, como resultado tanto de la previsión de los precios de mercado, del calendario de elegibilidad vigente y de la subida de las tarifas integrales de alta tensión, el Ministerio prevé que 62.694 GWh corresponderán a clientes que acudirán al mercado, mientras que 128.416 GWh, -es decir, el 67% restante-, permanecerán a tarifa integral.

La previsión de la participación implícita a la propuesta de tarifa eléctrica 2001 es similar a uno de los escenarios estimados por la Comisión, en el que se considera que los precios de mercado registrarán en el 2001 una evolución similar a la observada hasta septiembre del año 2000, si bien es fundamental resaltar que la participación efectiva en el mercado dependerá de forma esencial de los precios observados en el mercado.

En lo que respecta a los ingresos esperados de los dos colectivos de consumidores, el Ministerio estima que un 23% de los ingresos totales del sistema, que prevé en 2.160.576 MPTA, provendrá de los clientes cualificados. De los ingresos a obtener de los clientes cualificados, una tercera parte corresponderá a la facturación por tarifas de acceso, mientras que el resto se destinará a sufragar las distintas partidas que componen el coste de la energía. En consecuencia, según las estimaciones del ME, el precio medio de este colectivo ascenderá a 8,07 PTA/kWh, de las cuales 2,21 PTA/kWh corresponderán al pago por acceso y 5,85 PTA/kWh al coste de la energía.

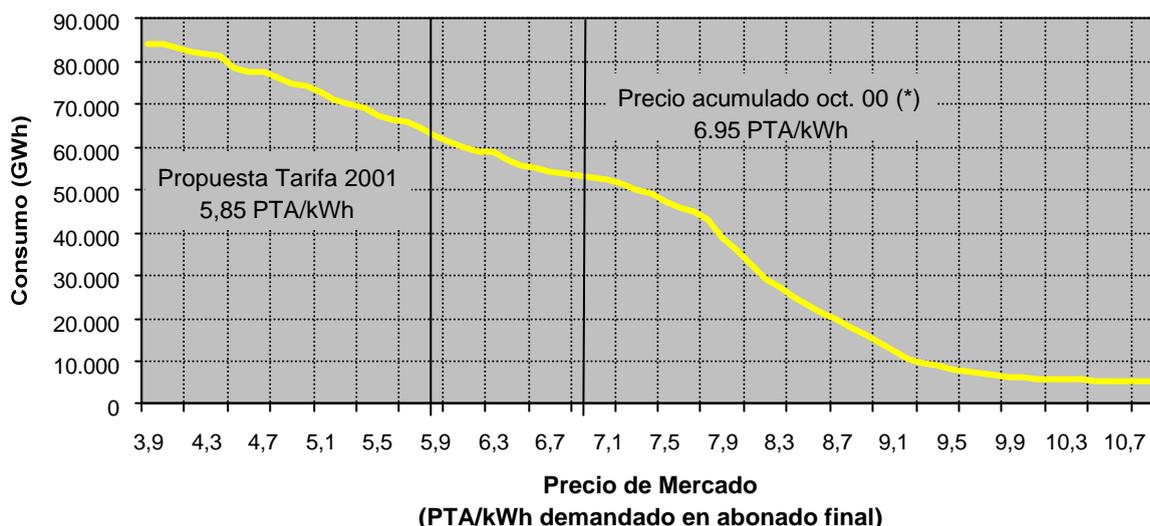
Estas cifras extraídas de la documentación presentada por el Ministerio para la tarifa 2001, son agregadas y no permiten realizar un análisis detallado de la procedencia de los ingresos a obtener por los distintos consumidores. En este sentido, ayudaría a realizar este análisis disponer de las hipótesis de partida consideradas por el Ministerio en cuanto al crecimiento relativo de los distintos grupos tarifarios el año próximo. Estas hipótesis son relevantes a la hora de hacer estimaciones sobre los ingresos del sistema, según diferentes escenarios de precios medios que pagan por la electricidad distintos colectivos de consumidores, en la medida en que los resultados obtenidos pueden ser considerablemente distintos.

A tenor de la información proporcionada por el ME y que acompaña a la propuesta de tarifa eléctrica 2001, se observa que incorpora unas hipótesis de precios de mercado para el año 2001 inferior a lo que se podría considerar como escenario más realista de precio de mercado.

En definitiva, la importancia del escenario de precios de la energía que se suponga inicialmente para establecer la tarifa eléctrica se pone de manifiesto cuando se estima cómo varía la participación del consumo y la facturación por tarifas de acceso de los clientes que acuden al mercado y, en consecuencia, la variación de los ingresos totales del sistema.

El gráfico presentado a continuación muestra, a modo de ejemplo, que pasar de un precio de mercado como el previsto en la propuesta de tarifa para el año 2001 para los consumidores que acudan al mercado de 5,85 PTA/kWh en términos de demanda en abonado final, a un precio más cercano al observado en los últimos doce meses de 6,95 PTA/kWh en términos de demanda en abonado final, puede suponer una reducción en el consumo que acudiría al mercado en unos de 8.900 GWh, con el consiguiente efecto en la facturación de ingresos.

**Variación del Consumo que acude al mercado en función de la variación del precio de la energía**



(\*) Se corresponde con el precio final del mercado acumulado nov. 99-oct. 00, 6,5 PTA/kWh en términos de demanda en b.c., extraído del informe "Mercado de Electricidad" de octubre de 2000 de el OMEL

Por otra parte, además de las variaciones en precios de mercado, habrá que evaluar si estos consumidores tendrán incentivos reales a salir al mercado. La participación efectiva en el mercado dependerá en buena medida de la disponibilidad de unos equipos de medida cuyos precios sean rentables en relación a su facturación eléctrica y de la simplicidad de los procedimientos que tengan que seguir para garantizarse el suministro eléctrico, bien directamente o a través de un comercializador.

**2.4 Variación del nivel de ingresos en el año 2001**

En la exposición de motivos de la propuesta de tarifa eléctrica para 2001, 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 2001 es de -1,52%. Para obtener esta cifra, el Ministerio de Economía compara dos precios medios, los llamados "precio medio necesario" correspondiente a 2001 y "precio

medio anterior” correspondiente a 2000. El estimado para el año 2001 asciende a 11,3054 PTA/kWh, y resulta de dividir los ingresos totales del sistema previstos por el Ministerio para ese año entre su estimación del consumo para ese periodo. A su vez, el precio medio para el año 2000 (11,4801 PTA/kWh) es el cociente entre la previsión de ingresos y consumos del Ministerio que realizó para la tarifa del año 2000, según la información que acompañó al RD 2066/1999.

Respecto al “precio medio anterior” del año 2000, utilizado por el Ministerio para calcular la variación del precio medio de venta de 2001 hay que hacer las siguientes consideraciones.

En primer lugar, el precio medio correspondiente a 2000 que se utiliza para calcular la variación de precio medio de venta fue estimado por el Ministerio a partir de las previsiones de consumos para 2000 realizadas en diciembre de 1999. Estas previsiones de consumo para 2000 de hace un año, se alejan considerablemente de aquellas que se pueden estimar actualmente, transcurridos ya más de once meses. Baste citar que la demanda prevista para el cierre del año 2000, en el momento de elaborar la tarifa para el año 2001, supera en 3.900 GWh la prevista hace un año por el Ministerio. Por tanto, si se tiene la última información disponible para establecer el cierre del año 2000, el ingreso medio previsto para el cierre del presente año es algo inferior al previsto por el Ministerio hace un año. En concreto, asciende a 11,39 PTA/kWh en lugar de las 11,48 PTA/kWh, nivel establecido hace un año y mantenido en la propuesta de RD. Debe señalarse que la modificación del precio medio anterior a valores más ajustados de cierre de 2000 supone una variación del precio medio de venta de electricidad en el 2001 de  $-0,7\%$  en vez del  $-1,52\%$  considerado en la propuesta de RD.

En segundo lugar, es importante señalar un aspecto de la terminología utilizada que puede dar lugar a cierta confusión. En la medida en que se diferencian dos

colectivos de consumidores - los que van a mercado y los que permanecen en tarifa - y dado que los clientes que van a mercado lo hacen de acuerdo con un calendario de elegibilidad establecido, cada vez tiene más sentido hablar de variación del ingreso medio en el sector eléctrico en lugar de variación del precio medio de la electricidad.

Asimismo, señalar que la base sobre la que habría que calcular la “variación del precio medio de venta de la electricidad” debería tratar de 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, ha venido siendo 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 2000 y 2001 - se fija una misma base, que suelen ser los consumos de uno de los años. Generalmente se toma el año para el cual se está haciendo la propuesta tarifaria, esto es, los consumos previstos para el año 2001. Sobre una “cesta de consumos” común se aplican los precios con las reducciones tarifarias correspondientes y las reducciones de precios que puedan experimentar los consumidores que acudan al mercado, y se obtienen los precios medios relevantes. En suma, la variación media del precio se calcula siempre neta del efecto cantidad, esto es, de la variación de los consumos en ambos años. Este ejercicio de aislar la variación de precio de la variación consumo era posible mientras todos los consumidores estaban en tarifa o el número de consumidores que acudían a mercado no era significativo. Sin embargo, en la actualidad la elegibilidad se aplica a todos los consumidores superiores a 1kV, por lo que para aquellos consumidores que pasan de tarifa a mercado se puede hablar de una variación de precios por motivos estructurales más que de una variación meramente tarifaria.

En definitiva, la consideración conjunta de los clientes a tarifa y a mercado dificulta la posibilidad de aislar las variaciones de precio y cantidad para los clientes que acceden al mercado implícito en la propuesta de tarifa para el 2001 y, por tanto, tiene más sentido, dadas las condiciones actuales de elegibilidad, calcular la variación del ingreso medio del sistema para el 2001, considerando la facturación de los dos grupos diferentes de consumidores (los de tarifa y los de mercado) y que es, por otra parte, la información que presenta el Ministerio en la propuesta de tarifa 2001 y denomina “variación del precio medio de venta de electricidad”.

En cualquier caso hay que subrayar que la propuesta de la tarifa eléctrica para el 2001 introduce únicamente variaciones en las tarifas integrales aplicables, por tanto, a los consumidores que permanecen en tarifa. A continuación se resumen las principales variaciones tarifarias de la propuesta de RD y se comparan con las efectuadas en la tarifa de 2000.

La propuesta de tarifas para el 2001 contempla una disminución en las tarifas 2.0 y 2.0 N del 4%, tarifas comúnmente utilizadas por los consumidores domésticos, mientras que para el resto de las tarifas de baja tensión se mantienen sus precios en términos nominales por segundo año consecutivo. Cabe recordar que, según el RD-L 6/2000 en su artículo 19.Uno fija en el 1 de enero de 2003 la fecha en la que los consumidores de baja tensión y consumo inferior a 1 GWh serán elegibles. En el caso de los consumidores de alta tensión que son elegibles desde el 1 de julio de 2000, sus correspondientes tarifas aumentan un 1,5%, incluyendo, a diferencia del año anterior, el aumento de 1,5% en las tarifas G y D.

**Variaciones de precios de consumidores a tarifa**

	2000 (R.D. 2066/99)	Propuesta 2001
• <b>Consumidores domésticos</b>	-2,1%	-4%
• <b>Resto de consumidores de Baja tensión</b>	0%	0%
• <b>Consumidores de AT excepto G.4 y D's</b>	+2%	+1,5%
• <b>G.4 y D's</b>	0%	+1,5%
• <b>Promedio de consumidores a tarifa</b>	-1%	-2,2%

Si se hace una valoración conjunta de las variaciones en las tarifas integrales de la propuesta de RD hay que señalar dos efectos. En primer lugar, una minoración de ingresos, si se aplicaran las tarifas vigentes en el año 2000 (RD 2066/99) al consumo previsto para el 2001, que se estima en unos 37.000 MPTA. En segundo lugar, la subida de tarifas de alta tensión tiene un efecto de incentivar a que acudan al mercado algunos clientes que de no realizarse la subida del 1,5% permanecerían en tarifa. Se cuantifica este segundo efecto en un aumento del consumo que acude al mercado en unos 500 GWh.

### 3. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2000

#### 3.1 Costes de generación

##### 3.1.1 Precio de la energía en el mercado mayorista

El precio medio del mercado de producción que se aplica a la energía aportada por los generadores en el régimen ordinario según la propuesta de RD del Ministerio para el año 2001 es 5,1 PTA/kWh. Este precio se desglosa en dos componentes: el precio medio de la energía que asciende a 4,90 PTA/kWh y el coste medio de los servicios complementarios que se cifra en 0,20 PTA/kWh. Cabe destacar que el precio medio del mercado incorporado en el cuadro de costes de generación previsto para el 2001 supera en 0,4 PTA/kWh el valor considerado en la tarifa 2000, incorporando, en parte, la escalada en los precios medios de mercado registrada durante el presente año.

La información correspondiente al precio medio de la energía, descontando el pago por garantía de potencia, tanto en términos acumulados en el periodo enero a octubre como en términos de media móvil de 12 meses se presenta en el siguiente cuadro.

#### Precio horario final menos costes de la garantía de potencia (PTA/kWh)

	2.000		1.999	
	Media precios ene00-oct00	Media Móvil de 12 meses	Media precios ene99-oct99	Media Móvil de 12 meses
<b>Mercado de producción</b>	5,638	5,489	4,582	4,623

Fuente: OMEL

Se observa que la referencia de las 4,7 PTA/kWh considerada en la tarifa 2000 para estimar los costes de generación del régimen ordinario ha sido inferior a los valores reales registrados en el mercado durante el año 2000, que en términos de la media de 12 meses a octubre de 2000 asciende a 5,5 PTA/kWh.

Por tanto, se considera necesario analizar los efectos derivados del hecho de que el precio inicialmente considerado en la propuesta de tarifas difiera del registrado efectivamente en el mercado. En este sentido hay que destacar que el déficit de ingresos con cargo a las liquidaciones de actividades y costes regulados registrado en el 2000, cubierto según la OM de 26 de noviembre por los perceptores de derechos de compensación de CTCs, se explica, fundamentalmente, porque el precio medio del mercado ha superado el valor considerado en la tarifa 2000.

En este sentido se pone de manifiesto la necesidad de una metodología que regule la revisión de los distintos capítulos de costes para el cálculo tarifario, siendo preciso discutir el procedimiento para fundamentar la previsión del coste de la energía, previsión que será necesaria hacer en la medida en que sigan existiendo consumidores acogidos a tarifas integrales

### **3.1.2 Garantía de potencia**

El Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, determina en su artículo 1 que el importe mensual a cobrar por garantía de potencia tomará el valor de 1,15 PTA/kWh. El artículo 23 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios modifica esta cuantía global desde 1,15 PTA/kWh a 0,80 PTA/kWh, que es el coste medio de pago por garantía de potencia considerado en la propuesta de tarifa para el 2001.

Asimismo, el artículo 24 del R.D-L 6/2000, introduce nuevos precios de garantía de potencia a pagar por los clientes que acuden al mercado, si bien el sistema de pago de los distribuidores con cargo a los consumidores a tarifa no se altera, debiendo abonar la diferencia entre la cantidad total reconocida a los generadores (0,80 PTA/kWh por la demanda de energía en el mercado organizado de los clientes finales elevada a barras de central<sup>1</sup>) y lo que se obtiene de los consumidores que acudirán al mercado.

Los precios de pago de garantía de potencia aplicables a los consumidores que acceden al mercado según el artículo 24 del RD-L 6/2000 mantienen los valores establecidos en la OM de 17 de diciembre de 1998 para los clientes que van a mercado con tarifas de acceso en seis periodos – tarifas generales de alta tensión- mientras que introduce nuevos precios para el resto de modalidades de tarifas de acceso aplicables a los clientes acogidos a tarifas de acceso en tres, dos y un solo periodo tarifario y que, según el calendario de elegibilidad actual, corresponde a los consumidores de alta tensión acogidos a tarifas específicas y a los de baja tensión cuyo consumo sea superior a 1 GWh/año.

Lo más destacable en cuanto a dichos precios de pago por garantía de potencia es el elevado valor de 2,2 PTA/kWh asignado a las horas de punta y llano (5.840 horas/año) en las tarifas de acceso de dos periodos y a todas las horas del año (8.760 horas) en las de un solo período. Este precio es un 70% superior al precio asignado al período punta en las tarifas de acceso de tres (alrededor de 1.500 horas/año) o de seis periodos (tan solo 486 horas/año). Por tanto, cabe indicar que dicha estructura de pagos por garantía de potencia supone imputar precios a los consumidores que acuden al mercado y están acogidos a tarifas de acceso de

---

<sup>1</sup> Se excluye el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción.

tres, dos y un periodo mucho más elevados que los correspondientes a tarifas de acceso de seis periodos.

Por otra parte, analizando, en particular, los valores de estos pagos de garantía de potencia según la última información disponible del OMEL a octubre de 2000, se observa una importante diferencia entre los pagos medios por garantía de potencia con cargo a los distribuidores (1,31 PTA/kWh), mientras que los clientes cualificados y comercializadores registran un precio medio de pago por garantía de potencia de tan sólo 0,221 PTA/kWh. Dichos valores no son directamente de aplicación a la previsión del concepto de garantía de potencia para el año 2001, debido a que el Real Decreto 6/2000 rompe la serie en julio cuando modifica los pagos totales por garantía de potencia desde 1,15 a 0,8 PTA/kWh. No obstante lo anterior, la diferencia entre la imputación a aplicar a los clientes a tarifa y a clientes a mercado sigue siendo importante.

### Pagos de garantía de potencia de los agentes del mercado

2000	Comercializadores y consumidores cualificados			Distribuidoras y contratos de exportación REE		
	Precio Mercado (1)	Garantía Potencia	Precio Final	Precio Mercado (1)	Garantía Potencia	Precio Final
Enero	5,717	0,479	6,196	5,653	1,325	6,978
Febrero	5,999	0,490	6,489	5,977	1,374	7,351
Marzo	6,382	0,196	6,578	6,451	1,510	7,961
Abril	5,465	0,171	5,636	5,514	1,537	7,051
Mayo	4,244	0,170	4,414	4,299	1,538	5,837
Junio	4,772	0,173	4,945	4,865	1,531	6,396
Julio	5,342	0,175	5,517	5,347	1,050	6,397
Agosto	4,983	0,000	4,983	5,076	1,073	6,149
Septiembre	7,017	0,169	7,186	6,952	1,082	8,034
Octubre	7,133	0,189	7,322	6,972	1,091	8,063
<b>Enero-Octubre (2)</b>	<b>5,705</b>	<b>0,221</b>	<b>5,927</b>	<b>5,711</b>	<b>1,311</b>	<b>7,022</b>

Fuente: OMEL

- (1) Incluye el precio del mercado diario, intradiario, restricciones técnicas, operación técnica y banda de regulación.  
 (2) Media aritmética de los precios de Enero a Octubre de 2000.

Nótese, que si no se tiene en cuenta el coste de la garantía de potencia en el precio medio final, el precio medio de mercado pagado por los clientes a tarifa y los clientes a mercado es muy similar. Esto implica que el coste de garantía de potencia discrimina los precios del primer colectivo respecto al pagado por aquellos clientes que acuden al mercado.

En definitiva, si bien dependiendo del escenario de participación en el mercado que se considere los precios medios de los dos colectivos de consumidores – a tarifa y a mercado - pueden variar ligeramente, es fundamental considerar la enorme discrepancia entre el precio medio que pagan los consumidores a tarifa por este concepto (unas 6 veces superior) que el que pagan los de mercado y que las tarifas integrales deberán incluir.

### **3.1.3 Intercambios internacionales**

Como en años anteriores, la CNE ha solicitado informe a REE sobre el coste de los contratos internacionales gestionados por dicha empresa. REE ha aportado una estimación sobre dicho concepto de coste basada en hipótesis sobre energía intercambiada, precios unitarios y utilización de cada uno de los contratos, información que acompaña su informe.

El efecto total neto previsto para la tarifa eléctrica 2001, es el resultado de restar al total de costes previstos del contrato de importación de EDF los previsibles ingresos de los contratos de suministro a EDF y ONE, y asciende a 20.781 MPTA. Esta cifra resulta de prever una energía intercambiada de 3978 GWh y un precio medio de 5,22 PTA/kWh para el año 2001.

El Ministerio de Economía en la información que acompaña la propuesta de tarifa eléctrica para 2001 presenta el mismo importe total, si bien la composición entre energía y precio medio es de 3.795 GWh y 5,48 PTA/kWh, respectivamente.

### **3.2 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 1999 y c) el incentivo a la disponibilidad.

En la propuesta de Real Decreto del Ministerio de Economía la retribución de la actividad de transporte asciende a 96.340 MPTA para el año 2001, de los cuales 57.496 MPTA corresponden a REE y 38.844 MPTA corresponden al resto de empresas transportistas. Dichas cifras son algo inferiores a los 96.809 MPTA, calculados por la Comisión en aplicación del referido Real Decreto 2819/1998, de los cuales 57.778 MPTA corresponden a REE y 39.031 MPTA corresponden al resto de las empresas. El cuadro siguiente contiene el desglose de los ingresos por los tres conceptos de coste contemplados en el citado Real Decreto 2819/1998. Los mismos se han calculado a partir de la información suministrada por las empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 1998, 1999 y 2000, y con el escenario de parámetros que se recoge a continuación.

### Ingresos por la actividad de transporte

<b>Retribución de la actividad de transporte según el R.D. 2819/1998 (MPTA)</b>				
	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
<b>Coste acreditado 1998</b>	84.397	86.001	86.861	87.729
<b>Nuevas inversiones</b>		2.644	4.095	7.798
Inversiones 1998		2.644	2.671	2.698
Inversiones 1999			1.424	1.438
Inversiones 2000				3.662
<b>Incentivo Disponibilidad</b>			457	1.282
<b>TOTAL</b>	<b>84.397</b>	<b>88.645</b>	<b>91.413</b>	<b>96.809</b>

Fuente: Elaboración propia.

### Parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte

<b>Parámetros</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
IPC previsto (*)	1,40%	2,90%	2,00%	2,00%
X	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Y	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Tasa Retribución (**)	6,64%	5,47%	3,96%	5,12%
Disponibilidad objetivo	0,97	0,97	0,97	0,97
K	1	1	1	1

(\*) Fuente: Presupuestos para 1998, 1999 y 2000. Objetivo BCE para 2001

(\*\*) Banco de España: Media anual a octubre del año n-1 del MIBOR a 3 meses + 1 %

Sobre estos parámetros considerados, REE opina, y así ha realizado sus estimaciones de retribución, que para el año 2000 debería utilizarse como IPC la mejor previsión de cierre, esto es, un 4 %. Sin embargo, de la literalidad del Real Decreto 2819/1998 se desprende que hasta tanto éste no sea definitivo debe utilizarse el IPC previsto, que sigue siendo del 2 %.

La retribución propuesta arroja un incremento de costes del 5,76 % respecto a la establecida en el Real Decreto de tarifas del año 2000.

Respecto a las cuantías de los años 1999 y 2000, nótese que se han revisado las contempladas, respectivamente, en el Real Decreto 2821/1998, de 23 de

diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, que ascendía a 86.760 millones de pesetas, y en el Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2000, que ascendía a 91.536 millones de pesetas.

A este respecto, 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.

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

	1998	1999	2000	2001
<b>Aplicación R.D. 2819/98</b>	84.397	88.645	91.413	96.809
<b>Reconocido R.D. Tarifas</b>	84.397	86.760	91.536	98.571
<b>Diferencia</b>	0	-1.885	123	<b>1.762</b>
<b>Diferencia acumulada</b>	0	-1.885	-1.762	0

*Fuente: Elaboración propia.*

Puede observarse que, entre las cantidades que se derivan del Real Decreto 2819/1998 y las recogidas en las tarifas de cada año, existe un déficit acumulado, desde el ejercicio 1998, de 1.762 millones de pesetas. Por tanto, si se decidiese corregir esta situación, en las tarifas del ejercicio 2001 habría que establecer una cantidad de 98.571 millones de pesetas para la actividad de transporte. Sin embargo, no se estima pertinente realizar esta 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, al carecer esta Comisión, pese a haber sido solicitada al Ministerio en reiteradas ocasiones, de la información necesaria para determinar su repercusión económica. 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.

El grueso de la retribución de la actividad de transporte en el año 2001, un 90,6 %, corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, representando las nuevas inversiones desde 1998 un 8,1 % y el incentivo de disponibilidad un 1,3 %.

En el cuadro siguiente se muestra la retribución de la actividad de transporte correspondiente a cada empresa por aplicación del Real Decreto 2819/1998.

#### **Retribución del transporte por empresas s/ R.D. 2819/1998 (MPTA)**

<b>Retribución actividad transporte por empresas s/ el R.D. 2819/1998 (MPTA)</b>				
	<b>1988</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
<b>TOTAL</b>	84.397	88.645	91.413	96.809
<b>REE</b>	51.121	53.226	54.682	57.778
<b>IB</b>	13.197	13.668	13.851	14.449
<b>UEF</b>	4.258	4.381	4.973	5.495
<b>HC</b>	425	433	437	452
<b>G. ENDESA</b>	15.396	16.936	17.460	18.635
SEVILLANA	5.292	5.603	5.704	6.008
FECSA-ENHER	7.325	8.225	8.376	8.822
ERZ	1.063	1.265	1.446	1.789
E. VIESGO	813	923	1.005	1.063
T. EBRO	903	920	929	953

*Fuente: Elaboración propia.*

### **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 87.729 millones de pesetas en el año 2001, cuyo desglose por empresas se presenta en el cuadro siguiente.

#### **Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998**

	<b>1988</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
<b>TOTAL</b>	84.397	86.001	86.861	87.729
<b>REE</b>	51.121	52.092	52.613	53.139
<b>IB</b>	13.197	13.448	13.582	13.718
<b>UEF</b>	4.258	4.339	4.382	4.426
<b>HC</b>	425	433	437	442
<b>G. ENDESA</b>	15.396	15.689	15.845	16.004
SEVILLANA	5.292	5.393	5.446	5.501
FECSA-ENHER	7.325	7.464	7.539	7.614
ERZ	1.063	1.083	1.094	1.105
E. VIESGO	813	828	837	845
T. EBRO	903	920	929	939

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 1 hasta el año 2001. 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 del anterior ejercicio, en este Informe no se ha considerado en la actualización el IPC correspondiente al año 1998.

Los datos correspondientes a Iberdrola, S.A., Electra de Viesgo, S.A. e Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. en los años 1999, 2000 y 2001 se han confeccionado sin tener en cuenta lo dispuesto en la Resolución de la Dirección General de la Energía, de 26 de noviembre de 1999, por la que se reconoce a efectos retributivos la adquisición de determinados activos de transporte de Iberdrola, S.A. y Electra de Viesgo, S.A. por Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.

Esta transferencia de instalaciones afecta para el año 2001, aunque levemente, no sólo al reparto entre empresas de la cantidad global, sino también al monto global, ya que en el cálculo del incentivo por disponibilidad de cada una de las empresas implicadas en la compra-venta interviene, entre otros, el coste acreditado a cada una de ellas, que se ven modificados con dicha compra-venta. Al ser los índices de disponibilidad de cada empresa distintos, los incentivos resultantes también lo serán. Como consecuencia esta transferencia de instalaciones afecta igualmente a la liquidación de los costes de transporte que realiza esta Comisión. Con respecto a los ejercicios de 1999 y 2000 esta compra-venta afecta únicamente al reparto del monto total, ya que no se reconoció cantidad alguna a estas empresas por disponibilidad al no haber aportado en su momento la información necesaria. Por ende, también afecta a la liquidación de costes de transporte desde el 1 de mayo de 1999, ya que dicha fecha queda determinada en la Resolución de la Dirección General de la Energía a efectos de la transferencia.

Cuando se disponga de la información, solicitada al Ministerio de Economía, referente a los costes de transporte correspondientes a las instalaciones objeto de compra-venta, que están incluidas en el coste acreditado correspondiente a las instalaciones anteriores a 1998, podrá determinarse el impacto retributivo de la Resolución de la Dirección General de la Energía.

### ***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 concursales 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.

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 y 2000, 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 y 1999 pueden considerarse como definitivas, aunque no todas las empresas han aportado esta información debidamente auditada pese a que así se había solicitado, mientras que las instalaciones relativas al año 2000 se corresponden con las previsiones de cierre de cada empresa. La experiencia del anterior ejercicio tarifario, 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. Así, por ejemplo, podría fijarse como fecha máxima de puesta en servicio el tercer trimestre de cada año, de modo que a la hora de calcular la retribución del siguiente ejercicio se dispusiese de información contrastable, bien mediante inspección in situ de las instalaciones declaradas, bien mediante la aportación por parte de las empresas de las Actas oficiales de puesta en servicio. 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.

#### Atlas de instalaciones de transporte

	TOTAL		
	1998	1999	2000
<b>Total líneas (km circuito)</b>	<b>401,6</b>	<b>105,9</b>	<b>564,8</b>
<b>Líneas aéreas (km circuito)</b>	390,5	105,4	558,7
Líneas 220 kV	95,9	105,4	85,2
Líneas 400 kV	294,6	0,0	473,5
<b>Líneas subterr. (km circuito)</b>	11,1	0,5	6,1
Líneas 220 kV	11,1	0,5	6,1
Líneas 400 kV	0,0	0,0	0,0
<b>Posiciones subestación (nº)</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>84</b>
Posiciones 220 kV	16	24	55
Posiciones 400 kV	3	4	29
<b>Capacidad transform. (MVA)</b>	<b>0</b>	<b>925</b>	<b>1.250</b>
400/220 kV	0	925	800
400/132 kV	0	0	450
<b>Despachos maniobra (MPTA) (*)</b>	<b>5.198,8</b>	<b>3.754,7</b>	<b>2.310,9</b>

(\*) Inversiones realizadas en 1997, 1998 y 1999 respectivamente

Fuente: *Elaboración propia.*

En tanto se arbitran estas u otras medidas, esta Comisión realizará, durante el primer trimestre del 2001, inspecciones para comprobar que las instalaciones declaradas por las empresas han entrado efectivamente en servicio.

En cuanto a las inversiones realizadas en Despachos de Maniobra y Centros de Control de Transporte, salvo en el caso de REE, la información facilitada por las empresas debe considerarse como provisional dado que la misma podría incluir inversiones en Despachos de Maniobra y Centros de Control imputables a la actividad de distribución. A este respecto, hay que indicar que en la información aportada por Iberdrola, S.A., sí se ha tenido en cuenta lo anterior, procediendo dicha empresa a separar las inversiones en una y otra actividad en función del número de posiciones de transporte o distribución, respectivamente, controladas por un mismo Despacho de Maniobra o Centro de Control. Se estima imprescindible establecer un criterio común para todas las empresas y comprobar que las inversiones declaradas en Despachos de Maniobra y Centros de Control de Transporte desde el año 1997 lo cumplen.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 7.798 millones de pesetas en el año 2001, de los cuales 2.698 millones corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 1.438 millones de pesetas corresponden a las inversiones realizadas en 1999 y 3.662 millones de pesetas por las inversiones realizadas en el 2000. En el cuadro siguiente se muestra el coste de transporte por nuevas inversiones adjudicadas de forma directa para cada empresa transportista.

### Coste por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998

	Costes 1999 por inversiones 1.998	Costes 2000 por inversiones 1.998	Costes 2000 por inversiones 1.999	Total Costes 2.000	Costes 2001 por inversiones 1.998	Costes 2001 por inversiones 1.999	Costes 2001 por inversiones 2.000	Total Costes 2.001
<b>TOTAL</b>	2.644	2.671	1.424	4.087	2.698	1.438	3.662	7.798
REE	1.134	1.145	467	1.612	1.157	471	2.253	3.881
IB	220	222	55	269	224	56	451	731
UEF	42	43	548	591	43	554	386	983
HC	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>G. ENDESA</b>	1.248	1.260	354	1.614	1.273	358	572	2.202
SEVILLANA	210	212	45	257	214	46	71	331
FECSA-ENHER	761	769	68	837	777	69	176	1.022
ERZ	182	184	168	352	186	170	306	661
E. VIESGO	95	96	73	168	96	73	18	188
T. EBRO	0	0	0	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 y costes de explotación. El desglose por ambos conceptos de coste se presenta en el cuadro siguiente.

### Costes de transporte por nuevas inversiones. Aplicación R.D. 2819/1998 (MPTA)

	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001		
	Inversión	Explotac.	TOTAL	Inversión	Explotac.	TOTAL	Inversión	Explotac.	TOTAL
<b>INVERSIONES 1998</b>	2.277	367	2.644	2.300	371	2.671	2.323	374	2.698
<b>INVERSIONES 1999</b>				1.143	281	1.424	1.154	284	1.438
<b>INVERSIONES 2000</b>							2.503	1.159	3.662
<b>Total nuevas instal.</b>	2.277	367	2.644	3.443	652	4.095	5.980	1.818	7.798

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 y subestaciones; 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 y 2000 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 5,12 % para el año 2001 y siguientes. Para los años 1998, 1999 y 2000 se han utilizado los parámetros (véase Cuadro de parámetros de cálculo de los ingresos por 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 por aplicación de los 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 (MPTA)**

	LINEAS+SUB.			DESPACHOS MANIOBRA		
	INVERSION 1998	INVERSION 1999	INVERSION 2000	INVERSION 1998	INVERSION 1999	INVERSION 2000
Valor Inversion	19.101	10.473	28.432	5.602	4.046	2.457
VAN costes Inversión s/ R.D.	30.153	13.308	42.591	7.524	4.749	3.181
Diferencia	57.9%	27.1%	49.8%	34.3%	17.4%	29.5%

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 el Informe de esta Comisión sobre las tarifas para el año 2000, en la definición de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998, permitirían alcanzar el resultado mencionado.

$$\begin{aligned}
 CI_n &= A_n + R_n \\
 A_n &= A_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \quad \forall n=2, \dots, Vu \\
 A_1 &= \frac{VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1)}{Vu} \\
 R_n &= VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \times Tr_n \quad \forall n=2, \dots, Vu \\
 R_1 &= VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) \times Tr_1 \\
 VAIN_n &= VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) - A_n \quad \forall n=2, \dots, Vu \\
 VAIN_1 &= VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) - A_1
 \end{aligned}$$

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 2001 existiría una sobreestimación de los costes de inversión por aplicación estricta del Real Decreto 2819/1998, que podría cuantificarse en el 18 %.

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

	Costes Inversión R.D. 1999	Costes Inversión R.D. 2000	Costes Inversión R.D. 2001	Costes Inversión R.D. Corregido 1999	Costes Inversión R.D. Corregido 2000	Costes Inversión R.D. Corregido 2001
Inversiones 1998	2277	2300	2323	1711	1626	1890
Inversiones 1999		1143	1154		916	1149
Inversiones 2000			2505			2018
<b>Total</b>	<b>2277</b>	<b>3443</b>	<b>5982</b>	<b>1711</b>	<b>2543</b>	<b>5057</b>

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 21 % en el año 1999, un 22 % en el año 2000 y un 12 % en el año 2001.

### Costes de transporte por nuevas inversiones corregidos (MPTA)

	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001		
	Inversión	Explotac.	TOTAL	Inversión	Explotac.	TOTAL	Inversión	Explotac.	TOTAL
<b>INVERSIONES 1998</b>	1.711	367	2.078	1.626	371	1.997	1.890	374	2.265
<b>INVERSIONES 1999</b>			0	916	281	1.198	1.149	284	1.433
<b>INVERSIONES 2000</b>			0			0	2.018	1.159	3.177
<b>Total nuevas instal.</b>	1.711	367	2.078	2.543	652	3.195	5.057	1.818	6.875

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 los costes de transporte por inversiones directas. El resultado es una reducción de los ingresos de la actividad de transporte de 567 millones de pesetas en el año 1999, 900 millones de pesetas en el año 2000 y 936 millones de pesetas en el año 2001. 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. Con respecto a la propuesta de Real Decreto que se informa hay una diferencia de 467 MPTA menos que la cifra contemplada por el Ministerio de Economía.

### Retribución del transporte con corrección del R.D. 2819/1998 (MPTA)

	1998	1999	2000	2001
<b>Coste acreditado 1998</b>	84.397	86.001	86.861	87.729
<b>Nuevas inversiones</b>		2.078	3.195	6.875
Inversiones 1998		2.078	1.997	2.265
Inversiones 1999			1.198	1.433
Inversiones 2000				3.177
<b>Incentivo Disponibilidad</b>			457	1.269
<b>TOTAL</b>	84.397	88.078	90.512	95.873

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.

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 a coste de reposición. Esta práctica sobrevaloraría el coste acreditado a dichas instalaciones objeto de cierre, tal y como se ha visto en el apartado anterior. 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. Al respecto,

alguna de las empresas transportistas han remitido información relativa a las bajas de instalaciones, por lo que, hasta que se concrete el método de valoración de las mismas y se aporten los datos estándares históricos a esta Comisión, solicitados reiteradamente al Ministerio, los valores que se recogen en el presente informe deben considerarse 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.

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 el informe sobre las tarifas del año 2000, una revisión del modelo de retribución del transporte de manera urgente, en la cual se deberían considerar, además de los temas antes citados, otros aspectos relativos a las actividades de diversificación utilizando instalaciones eléctricas de transporte, que han sido financiados por los consumidores de energía eléctrica.

### ***Incentivo a la disponibilidad***

Las empresas transportistas pueden obtener una prima o una penalización en su retribución por 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 y d<sub>0</sub>. No obstante, en el Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, aprobado en Consejo de Ministros el 1 de diciembre de 2000 y de inminente publicación en el BOE, se incluye en uno de sus artículos la forma de cálculo de dr y el valor de do, que lo fija en 0,97 y que ha sido el considerado en el presente informe. Por su parte, dr se calcularía de la siguiente manera:

$$dr = 1 - II$$

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

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

donde:

- $t_i$ : tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas)
- $n$ :  $n^{\circ}$  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 se da el mismo peso relativo a la potencia, por ejemplo, de una línea y 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 de manera urgente.

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 del informe sobre las tarifas para el año 2000, 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. Esto obligaría a que las empresas de transporte aportasen esta información actualizada anualmente.

- 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.

Al hilo de lo anterior, la información facilitada por las empresas transportistas, y que han servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de ellas que se recoge en el presente Informe, no ha podido ser contrastada convenientemente con la que obra en poder del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, ya que la información no es homogénea respecto a la de aquéllas.

El cuadro siguiente recoge los valores obtenidos para cada empresa, en base a la información facilitada por cada una de ellas y que se refieren, con carácter general al periodo comprendido entre el 1/11/1999 y el 31/10/2000, utilizando los parámetros indicados en la misma. Según lo indicado anteriormente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

#### **Incentivo a la disponibilidad (MPTA)**

	<b>Il (%)</b>	<b>dr (%)</b>	<b>MPTA</b>
<b>TOTAL</b>	1,70%	98,30%	1282
<b>REE</b>	1,71%	98,29%	757
<b>IB</b>	<b>3,00%</b>	97,00%	0
<b>UEF</b>	1,46%	98,54%	86
<b>HC</b>	0,81%	99,19%	10
<b>G. ENDESA</b>	0,56%	99,44%	429
SEVILLANA	0,07%	99,93%	176
FECSA-ENHER	0,91%	99,09%	186
ERZ	1,77%	98,23%	22
E. VIESGO	0,18%	99,82%	30
T. EBRO	1,47%	98,53%	15

<b>Parámetros</b>	
Disponibilidad objetivo	97,00%
K	1
T (horas)	8784

Fuente: *Elaboración propia.*

Por todo lo anterior, esta Comisión considera necesario establecer, de forma urgente, una metodología para la captación de la información relativa a la indisponibilidad de las instalaciones, homogénea para todas las empresas y auditable.

### **3.3 La retribución de la distribución**

#### ***Antecedentes***

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 20, establece la fórmula de actualización de la retribución global de la distribución, mecanismo de actualización que ya aparecía recogido en el Real Decreto 2017/1997.

Dicha fórmula actualiza anualmente el coste de esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, - tras descontarle un factor de eficiencia igual a 1 -, y del incremento de la demanda, afectada por un parámetro corrector del IPC, 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.

El Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2000, determina los costes destinados a retribuir la actividad de distribución en el 2000 en 429.175 MPTA. Esta cifra, a su vez, se deriva de la establecida en el Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, una vez descontada la partida de 10.201 MPTA destinada a planes de mejora de calidad de servicio que se incluía en dicho ejercicio de 1.999, y que ascendía a 428.476 MPTA. Cabe recordar que en el Informe de la CNSE sobre la propuesta del Real Decreto por el que se establece

la tarifa eléctrica para 1999, se criticó la falta de transparencia utilizada en la determinación de dicha cantidad, ya que la misma se obtuvo mediante trasvases retributivos tanto de la actividad de transporte como de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras.

En la actualidad, tal y como han manifestado varios miembros del Consejo Consultivo, continúa siendo necesario la justificación de la base retributiva de 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 O.M. de 14 de junio de 1999, no ha resuelto este problema.

Cabe destacar, así mismo, que la normativa regulativa vigente no especifica el periodo a partir del cual ha de revisarse la base retributiva, ni la fórmula de actualización de la distribución, ni el parámetro corrector del IPC, - explícitamente 1 para la distribución según el referido Real Decreto 2819/1998-. Tampoco se conocen los criterios que justifican la determinación de este valor 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 del factor de eficiencia.

### ***La retribución de la distribución para el año 2001***

El cuadro siguiente presenta los costes de la distribución, previstos para el año 2001. En tanto no se establezcan criterios claros que justifiquen el valor del factor de eficiencia aplicado en la actualización de la retribución de la distribución, se considera un valor igual a 30%, que es el valor tomado por el Ministerio para establecer las tarifas de 1999 y de 2000. Como valor del IPC previsto para el año 2001 se ha tomado la previsión a medio plazo del BCE, que es del 2 %.

### Coste de Distribución (MPTA) Año 2001

<b>Retribución 2000</b>	<b>429.175</b>
<b>IPC</b>	2,0 %
<b>Crecimiento Demanda</b>	5,44 %
<b>Fe</b>	30 %
<b>Actualizador</b>	<b>1,0265</b>
<b>Retribución 2001</b>	<b>440.541</b>

Supuesto que la demanda crece un 5,44 %, el coste de distribución para el año 2001, asciende a 440.541 MPTA, esto es, 11.366 MPTA más que en la tarifa del 2000.

La propuesta del Ministerio de Economía indica que los costes reconocidos para el año 2001 destinados a la retribución de la actividad de distribución ascienden a 440.560 MPTA, una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de mediad y otros, sin incluir costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio y *considerando el coste de distribución de otros distribuidores no sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad al 31 de diciembre de 1997.*

La diferencia entre una cifra y otra, 19 MPTA, no se justifica de modo alguno. Así, si lo que se pretende es incorporar una cierta cantidad para prever el caso de que algún distribuidor a los que es de aplicación la D. T. 11ª de la Ley 54/1997, decida incorporarse al régimen retributivo general, la retribución no se conocerá hasta que la misma sea fijada por Orden Ministerial, previo informe de la CNE, por lo que sería más lógico que el Ministerio de Economía se habilite en el Real Decreto que se informa para modificar la retribución de la actividad de distribución por este motivo.

Pero, si lo que se pretende es incorporar una cierta cantidad para prever el caso de que algún distribuidor a los que es de aplicación la D. T. 11<sup>a</sup> de la Ley 54/1997, comience a ejercer la actividad de distribución en nuevas zonas alejadas de su zona de distribución habitual, se estaría transfiriendo a los consumidores un sobrecoste no justificado, ya que si dicho nuevo mercado hubiese sido atendido por el distribuidor habitual de la zona, no se incorporaría cantidad alguna, por este concepto, a la retribución total de la actividad de distribución, ya que este nuevo mercado estaría incluido en el incremento de la demanda que sirve para actualizar anualmente la retribución total de la actividad de distribución. Por tanto, la retribución fijada a estos distribuidores en estas nuevas zonas, debe de considerarse incluida, a todos los efectos, en la retribución total de la actividad de distribución obtenida por aplicación de la metodología vista anteriormente. Se hace necesario, por tanto, establecer unos nuevos porcentajes de reparto de la retribución de la actividad de distribución entre los distintas empresas distribuidoras objeto de liquidación por parte de la CNE, incluidas aquellas distribuidoras a las que es de aplicación la D. T. 11<sup>a</sup> de la Ley 54/1997, que comiencen a ejercer la actividad de distribución en nuevas zonas alejadas de su zona de distribución habitual.

En relación con el reparto de la retribución total de la actividad de distribución que propone el Ministerio en la propuesta de Real Decreto (artículo 8), que se informa, esto es, congelar para los años 2000 y 2001 los porcentajes de reparto que se establecieron en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 para el año 1999, esta Comisión estima que, con independencia de que dichos porcentajes puedan verse modificados en un futuro, a resultas de la validación que se está realizando del modelo de red de referencia, debería aplicarse lo establecido en la citada Orden Ministerial, en la cual se marca 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 las empresas que, por aplicación de lo allí dispuesto, ven aumentada su retribución en la actividad de distribución.

Esta consideración ha sido aprobada por la mayoría del Consejo, con el voto en contra de los Sres. Consejeros Dolader y Ruscalleda, que formulan la siguiente explicación de voto: *“Manifiestan su acuerdo con la propuesta de congelar para los años 2000 y 2001 los porcentajes de reparto que se establecieron en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 por entender que su progresiva aplicación, ante la falta de validación de modelo sobre la que se sustenta, podría llevar a posiciones cada vez más alejadas del reparto que deberá resultar de la aplicación del modelo que tenga en cuenta todos y cada uno de los principios de remuneración de la distribución previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico”.*

Por otro lado, tal y como se ha indicado anteriormente, la retribución correspondiente a las empresas distribuidoras que no se encontraban sujetas al Real Decreto 1538/1987 y que se incorporan al sistema de liquidaciones, debe de formar parte, a todos los efectos, de la retribución total de la actividad de distribución, por lo que los porcentajes de reparto que se establezcan deberían tener presente dicha observación.

### ***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.

En efecto, tanto el Real Decreto 2016/1997, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, en su artículo 6, como el Real Decreto 2821/1998, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, en su artículo 6, incorporaron una partida que no podrá superar los 10.000 MPTA en 1998 y los 10.201 MPTA 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 de la retribución a la distribución.

Sin embargo, tanto en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, como en la propuesta de tarifa eléctrica para el año 2001 se excluye del coste reconocido a la distribución la partida destinada a los mencionados planes de mejora de la calidad del servicio. De hecho, al igual que en el ejercicio anterior, en la propuesta de Real Decreto se elimina del articulado el correspondiente al coste destinado a dichos planes. De no haberse eliminado esta partida de coste, la cantidad resultante destinada a este fin ascendería en el año 2001, de acuerdo con la fórmula de actualización, a 10.725 MPTA.

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, el Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, aprobado en Consejo de Ministros el 1 de diciembre de 2000, y de inminente publicación en el BOE, 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 reconoce un periodo transitorio durante el cual no son aplicables dichos mecanismos de penalizaciones. Este período se dedicará a establecer un sistema de medida y control de la calidad de servicio, homogéneo para todas las empresas distribuidoras y auditable, así como a la realización, allí donde sea necesario, de planes de mejora de la calidad financiados, en parte, mediante la partida , que en su caso, se incorpore para este concepto en la tarifa. Así mismo, se habilita al Ministerio para modificar los valores de los estándares de calidad, si ello fuese necesario.

En este sentido, la eliminación de la partida de costes destinada a planes de mejora de calidad de servicio que, al igual que en el ejercicio anterior, contempla la propuesta de tarifa del Ministerio para el año 2001 podría tener implicaciones sobre la aplicación de la regulación de la calidad zonal que contiene el Real Decreto citado anteriormente.

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 que ha sido eliminada en la tarifa del año 2000 y en la propuesta de tarifa del año 2001, y ello porque no se conoce con claridad si la retribución de las empresas distribuidoras se corresponde con la calidad de servicio existente. 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 por retribución de la distribución como actividad regulada en la tarifa. 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 que se desprende de la propuesta de tarifa para el año 2001 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.

No obstante todo lo anterior y dado que, coyunturalmente, no se dispone de un procedimiento de medida y control de la calidad de servicio, homogéneo para todas las empresas distribuidoras y auditable, tal y como viene a establecer el Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, aprobado en Consejo de Ministros el 1 de diciembre de 2000, y de inminente publicación en el BOE, parece adecuado no incluir en la tarifa la partida de coste destinada a los referidos planes de mejora. Una vez que se conozcan los valores reales de la calidad del servicio y 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.

Sin embargo, varios miembros del Consejo Consultivo han manifestado su desacuerdo con no incluir en la tarifa del año 2001 esta partida de costes.

### ***Comentarios al Anexo II de la Propuesta de Real Decreto***

La propuesta de R.D. que se informa establece en su Anexo II que el precio de los alquileres de los equipos de medida para consumidores cualificados y otros agentes del mercado a aplicar por las empresas distribuidoras se determinará aplicando una tasa del 1,25 % mensual al precio medio de los mismos.

Esta Comisión entiende que, con objeto de validar los precios de dichos alquileres, previamente debería de comprobarse cuáles son los costes medios de los equipos de medida en régimen de alquiler. Por ello, cada empresa distribuidora debería de presentar, antes del día 31 de enero de 2001, información auditada sobre los costes incurridos por esta actividad, para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE.

Para posteriores ejercicios, dicha información auditada debería ser remitida a la Dirección General de Política energética y Minas antes del 30 de septiembre de cada año.

### ***Pérdidas en las redes de distribución***

En la propuesta de tarifa para el año 2001 del Ministerio 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 son idénticos a los establecidos en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, lo que se considera adecuado en aras a dar una estabilidad que incentive a las empresas distribuidoras a realizar acciones para la mejora de las pérdidas en las redes.

Dichos coeficientes de pérdidas vienen a reconocer unas pérdidas medias en las redes de transporte y distribución del 9 %, cifra ésta que coincide prácticamente con la media de las pérdidas reales de los últimos ejercicios.

No obstante, esta Comisión insiste una vez más 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.

***Margen de las empresas distribuidoras a las que no era de aplicación el Real Decreto 1538/1987***

La modificación de tarifas recogida en la propuesta de Real Decreto que se informa supone, para las empresas distribuidoras que adquieren su energía a la tarifa D, una merma en su margen de negocio. Dado que las empresas a las que era de aplicación el Real Decreto 1538/1987 ven incrementada su retribución a través de la fórmula de actualización establecida en el Real Decreto 2819/1998, esta Comisión estima, al igual que algún miembro del Consejo Consultivo, que en tanto no se valide la retribución de la actividad de distribución, al menos debería de mantenerse el actual margen de estas pequeñas distribuidoras. Como alternativa a lo anterior, esta Comisión estima que podría plantearse la posibilidad de, al menos, congelar el precio de las tarifas D.

En opinión de la Comisión parece interesante considerar la posibilidad de incluir en el futuro el margen de este colectivo en la partida de costes de distribución de la tarifa. La inclusión del margen llevará asociado un aumento de la partida de costes de distribución y un aumento de la facturación, al ser aportados los ingresos de los pequeños distribuidores al conjunto del sistema (descontados los ingresos que se obtendrían de la tarifa D).

Esto supondría incluir a todos los pequeños distribuidores en la bolsa de retribución de la distribución y que se les liquide como a los distribuidores del régimen general. Esta medida se ajustaría a lo dispuesto en la Ley 54/1997 y en

el R.D. 2819/1998, respetándose el carácter transitorio reconocido en la citada normativa, al ponderar en la bolsa el margen que les correspondería por diferencia de tarifas y lo que les correspondería por aplicación de los mismos criterios de retribución que a los distribuidores del régimen general. La bolsa se actualizaría anualmente vigilando que los márgenes reconocidos no fueran superiores a lo que les hubiera correspondido por la diferencia de tarifas de cada año. Esto resolvería, entre otros, el problema de calcular las compensaciones que les corresponderían por tener clientes cualificados conectados a sus redes que ejercieran el derecho de elegibilidad, particularmente importante desde julio de 2000.

### ***Exenciones sobre las cuotas a aplicar a las pequeñas distribuidoras***

De la redacción de la propuesta de Real Decreto que se informa, parece deducirse que las empresas distribuidoras clasificadas en el grupo 1 (energía distribuida < 15 GWh/año) quedan exentas de hacer entrega a la CNE de las cuotas correspondientes únicamente a las facturaciones por suministros a tarifa. Así mismo, los coeficientes reductores a aplicar, en su caso, a los cuotas a entregar a la CNE por parte de las empresas clasificadas en el grupo 2 (energía distribuida entre 15 y 45 GWh/año) únicamente afectarían a las facturaciones por suministros a tarifa. Por tanto, dichas exenciones y reducciones no afectarían a las facturaciones correspondientes a los peajes por uso de las redes de los consumidores cualificados.

Si ello es así, todas las empresas distribuidoras que tuviesen conectados a sus redes consumidores cualificados deberían hacer entrega de cuotas a la CNE por los peajes facturados pero, al mismo tiempo, si estas empresas distribuidoras solicitan compensación por pérdida de ingresos por tener consumidores cualificados conectados a sus redes, estos pagos de cuotas deben tenerse en cuenta como un menor ingreso, por lo que la compensación se incrementaría

justamente en dicha cantidad, siendo por tanto el efecto final nulo. En resumen, la CNE tendría que establecer un complejo sistema para asegurarse que todas las empresas distribuidoras con consumidores cualificados pagan las correspondientes cuotas y, en paralelo, compensarles por dichos pagos ya que éstos vienen a disminuir sus ingresos.

Por tanto, esta Comisión opina que tales exenciones y/o reducciones en las cuotas a entregar a la CNE deberían afectar no sólo a las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa, sino también a las facturaciones correspondientes a los peajes por uso de las redes de los consumidores cualificados.

***Régimen de adquisición de la energía por parte de las empresas distribuidoras que no se encontraban sujetas al Real Decreto 1538/1987***

En el punto 4 del Anexo I de la propuesta de Real Decreto que se informa se establece que las empresas distribuidoras que no se encontraban sujetas al Real Decreto 1538/1987 podrán adquirir la energía destinada a sus clientes a tarifa bien a la tarifa D, limitando su crecimiento al establecido como vegetativo, o bien en el mercado de producción como sujetos cualificados.

Por tanto, las cantidades de energía que superen las establecidas como vegetativas, deberían ser adquiridas en el mercado organizado de producción.

Sin embargo, existen en la actualidad empresas distribuidoras pertenecientes a este colectivo que adquieren parte de su energía a la tarifa general correspondiente, por lo que habría que reconocer expresamente en la regulación dicha realidad. De otro modo, podría entenderse que tales adquisiciones a tarifa general deben de pasar a ser realizadas a la tarifa D.

Por otro lado, si bien la regulación anterior tiende a fomentar la participación de los distintos sujetos en el mercado de producción, algo que, con carácter general, esta Comisión valora como de muy positivo, también es cierto que, en la actualidad existen serios impedimentos de orden práctico para que estas pequeñas empresas distribuidoras acudan al mercado organizado de producción, mercado cuyo precio, además, es fijado por las empresas generadoras pertenecientes al mismo grupo empresarial que las grandes empresas distribuidoras.

Por tanto, esta Comisión estima oportuno incluir en el punto 4 del Anexo I del Real Decreto que se informa, la posibilidad de que estas empresas distribuidoras adquieran la energía, como alternativa al mercado organizado de producción, también a la tarifa general correspondiente.

### **3.4 La retribución de la gestión comercial y de la demanda**

#### ***Regulación de la retribución de la gestión comercial***

El R.D. 2819/98, 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. No obstante, dicho R.D. no especifica la diferente retribución de las actividades de comercialización a obtener por el distribuidor con respecto a los clientes acogidos a tarifa integral y a tarifa de acceso.

Por otra parte, el artículo 19 punto 2 de dicho R.D. señala que la retribución de la gestión comercial a los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establezcan por Orden Ministerial.

La O.M. de 14 de junio de 1999 determina los costes unitarios anuales para 1998 y 1999, aplicables, de forma diferenciada, a los clientes a tarifa y a mercado. Dicha OM establece los costes unitarios, en el caso de los clientes a tarifa por contrato de suministro a tarifa y de la potencia contratada en alta tensión y, en el caso de los clientes a mercado, por contrato de suministro a tarifas de acceso. Estos costes unitarios se actualizan anualmente según la fórmula establecida en el artículo 20 del R.D. 2819/98, esto es, según la fórmula de actualización de la retribución a la distribución (IPC-1, incluyendo un factor de eficiencia y el crecimiento de la demanda).

Los costes unitarios, como se observa en el cuadro siguiente, son de cuantía inferior para los clientes a mercado que a tarifa debido a que el coste de gestión comercial en el que incurre el distribuidor es menor. No obstante, si bien queda claro en dicha OM que estos costes unitarios son inferiores para los clientes a mercado que a tarifa, no se especifican los diferentes conceptos de coste que remuneran la gestión comercial a los clientes a tarifa integral y a tarifa de acceso. Asimismo, dicha OM establece un mecanismo de corrección para el caso de que la retribución total obtenida aplicando estos costes unitarios supere el importe global considerado en la tarifa de cada año, si bien no contempla el mecanismo de corrección para el caso contrario, lo que tenderá a ocurrir en la medida en que cada vez acudan más clientes a mercado.

**Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa y a mercado.  
Años 1998-2001. Orden Ministerial de 14 de junio de 1999**

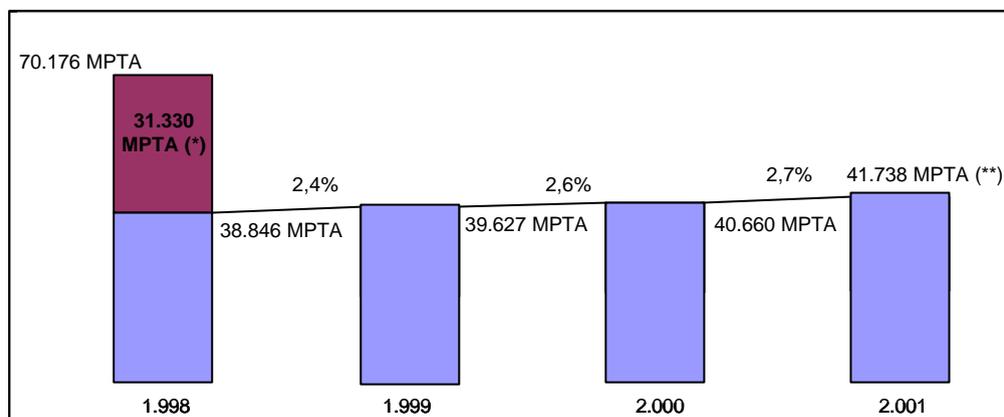
	Valores de costes unitarios (PTA/año)			
	1998	1999	2000	2001 propuesta
<b>Costes de gestión comercial por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas</b>				
	Actualizador	1,020	1,026	1,027
	→	→	→	→
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono (PTA)	1.600	1630	1672	1717
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión (PTA)	309	315	323	332
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro (PTA)	118	120	123	126
<b>Costes de gestión comercial por consumidores que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado</b>				
	Actualizador	1,020	1,026	1,027
	→	→	→	→
Coste unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso (PTA)	800	816	837	859
Coste unitario anual por recibo emitido por peaje o tarifa de acceso (PTA)	118	120	123	126

Fuentes: OM 14 de junio de 1999 y elaboración propia

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

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para 1998, 1999 y 2000 (RD 2016/97, R.D. 2821/98 y RD 2066/99, respectivamente) determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 70.176 MPTA para 1998, 39.267 MPTA para 1999 y 40.660 MPTA para 2000. Análogamente, la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2001 fija en 41.738 MPTA el coste reconocido a esta actividad para dicho año.

**Evolución de la retribución de los costes de gestión comercial  
(excluyendo gestión de la demanda)**



(\*) Trasvase de fondos desde retribución de gestión comercial hacia la retribución de la distribución

(\*\*) Incorporando el efecto de otros distribuidores no sujetos al R.D. 1538/1987 con anterioridad al 31 de Diciembre de 1.997

Respecto a la determinación del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica de estos años hay que hacer dos observaciones citadas en anteriores Informes de la CNE. El primer comentario se deriva de la aplicación de la fórmula de actualización empleada para calcular la retribución de la gestión comercial de los distribuidores.

La aplicación automática del mecanismo de actualización definido en el artículo 20 del R.D. 2819/98 supone que el coste de gestión comercial imputable a la tarifa se incrementa cada año, sin tener en cuenta el efecto de que parte de este coste deja de ser regulado. En definitiva, no considerar, antes de aplicar el mecanismo de actualización, que aquellos clientes que acudan al mercado harán incurrir a los distribuidores en menores costes de gestión comercial, puede suponer una sobrevaloración del importe total de los costes reconocidos a esta actividad.

El segundo comentario se debe al trasvase de fondos realizado en 1999 desde la actividad de comercialización hacia la de distribución de 31.330 MPTA. Dicho trasvase podría estar retribuyendo actividades de gestión comercial que deben realizar los distribuidores independientemente de si sus 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 de lo justifique.

Esta Comisión entiende que, cualquier otra función que deban realizar las empresas distribuidoras relacionada con la gestión comercial para los clientes a tarifa o a mercado, deberá considerarse ya retribuida con esta partida de 31.330 MPTA trasvasada a la actividad de distribución de redes.

### ***Coste de gestión comercial para el 2001***

El artículo 1 punto 4 de la propuesta de RD por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 establece que los costes reconocidos destinados a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 41.738 MPTA, *considerando el coste de comercialización de otros distribuidores no sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad al 31 de diciembre de 1997*. Respecto a este coste reconocido con cargo a la tarifa 2001, la CNE considera necesario hacer los siguientes comentarios.

Si, al igual que en las propuestas tarifarias de los tres últimos años, se aplica al coste de gestión comercial del año precedente la fórmula de actualización de la distribución, el coste que se obtiene como retribución de la gestión comercial para el año 2001 asciende a 41.737 MPTA, según puede verse en el cuadro siguiente.

### Coste de Gestión Comercial (MPTA) Año 2001

<b>Retribución 2000</b>	<b>40.660</b>
<b>IPC</b>	2,0 %
<b>Crecimiento Demanda</b>	5,44 %
<b>Fe</b>	30 %
<b>Actualizador</b>	<b>1,0265</b>
<b>Retribución 2001</b>	<b>41.737</b>

Al igual que se ha argumentado sobre la retribución de la actividad de distribución, la diferencia entre la cantidad recogida en la propuesta de Real Decreto que se informa y la obtenida por esta Comisión, 1 MPTA, no se justifica de modo alguno. Así, si lo que se pretende es incorporar una cierta cantidad para prever el caso de que algún distribuidor a los que es de aplicación la D. T. 11ª de la Ley 54/1997, decida incorporarse al régimen retributivo general, la retribución por este concepto no se conocerá hasta que la misma sea fijada por Orden Ministerial, previo informe de la CNE, por lo que sería más lógico que el Ministerio de Economía se habilitase en el Real Decreto que se informa para modificar la retribución de la actividad de gestión comercial por este motivo.

Pero, si lo que se pretende es incorporar una cierta cantidad para prever el caso de que algún distribuidor a los que es de aplicación la D. T. 11ª de la Ley 54/1997, comience a ejercer la actividad de distribución en nuevas zonas alejadas de su zona de distribución habitual, se estaría transfiriendo a los consumidores un sobrecoste no justificado, ya que si dicho nuevo mercado hubiese sido atendido por el distribuidor habitual de la zona, no se incorporaría cantidad alguna, por este concepto, a la retribución total de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, ya que este nuevo mercado estaría incluido en el incremento de la

demanda que sirve para actualizar anualmente la retribución total de la actividad de gestión comercial realizada por los distribuidores. Por tanto, la retribución fijada a estos distribuidores, por este concepto, en estas nuevas zonas, debe de considerarse incluida, a todos los efectos, en la retribución total de la actividad de gestión comercial obtenida por aplicación de la metodología vista anteriormente.

En segundo lugar, se pone de manifiesto, una vez más, que la retribución de la gestión comercial a los distribuidores debería tener en cuenta el diferente coste de los dos segmentos de consumidores: los de mercado y los de tarifa. De otro modo, se podría estar retribuyendo a los distribuidores, en parte, por una actividad que está en competencia.

En la información aportada por el Ministerio junto con la propuesta de RD se presenta un cuadro de costes a recuperar con cargo a peajes. Dicha información incluye la retribución de la actividad de gestión comercial a recuperar con cargo a tarifa eléctrica de 2001 (41.738 MPTA) y el coste correspondiente con cargo a peajes en el hipotético caso de que todos los consumidores estuvieran en el mercado (20.809 MPTA). Esta diferencia es la cuantía de coste de gestión comercial con cargo a los distribuidores indica que, en el medio plazo, en el supuesto caso de que todos los consumidores estuvieran en el mercado, dicho coste sería un 50% inferior al reconocido a los distribuidores en el caso de que dichos consumidores permanezcan en tarifa.

El coste de gestión comercial depende de forma crucial del número de clientes y, en el caso de clientes a tarifa, también depende de la potencia contratada en alta tensión. El calendario de elegibilidad actual, por aplicación del artículo 6.Uno del RD-L 6/1999, establece que desde el 1 de julio de 2000 todos los consumidores de alta tensión puede ir al mercado. Se estima que si todos estos consumidores elegibles fueran realmente al mercado el coste de gestión comercial con cargo a los distribuidores podría reducirse en aproximadamente, 3.000 MPTA,

ascendiendo, en este caso, la retribución de la gestión comercial en 38.699 MPTA. No obstante, en la medida en que una parte de los clientes de alta tensión permanecerán en tarifa, el coste de gestión comercial se elevará por la mayor cuantía que supone su coste de gestión comercial a tarifa y a mercado. En el límite si todos los consumidores elegibles permanecieran en tarifa, coincidiría el coste de gestión comercial con la cuantía asignada en la propuesta de tarifa 2001. Cabe destacar que el peso fundamental del coste de gestión comercial se debe a los clientes de baja tensión (cerca de 21 millones de clientes), los cuales no serán elegibles hasta el 2003 de acuerdo con el artículo 19.Uno del RD-L 6/2000. Más aún en dicha fecha a pesar de que la elegibilidad sea plena, habrá que estimar el coste de gestión comercial con cargo a los que permanezcan en tarifa y los que acuden al mercado.

**Cuadro 2: Retribución de la gestión comercial a distribuidores. Propuesta tarifa 2001**

Coste de gestión comercial ESCENARIOS	Retribución MPTA	Diferencia con propuesta 2001 MPTA
Propuesta tarifa 2001	41.738	0
Todos los consumidores van al mercado	20.869	-20.869
Toda la alta tensión va al mercado	38.699	-3.039
Escenario de elegibilidad (*)	41.288	-451

Fuentes: Ministerio de Economía y CNE.

(\*)Número de clientes a mercado según el Escenario 1.4 de la CNE, correspondiente al 33 % de consumo se va al mercado.

Por todo ello, y debido a la diferente estructura de costes entre los de acceso y los de tarifa, la CNE considera que la retribución de la gestión comercial se debería establecer de acuerdo con la previsión del número de clientes a tarifa y del

número de clientes a mercado que se derivan del escenario de elegibilidad que el Ministerio utiliza para estimar los ingresos del sistema, así como contemplar un mecanismo corrector en el caso de que el coste liquidado por dicha actividad obtenido de aplicar los costes unitarios de cada segmento de los consumidores sea inferior a la cuantía global establecida en la propuesta de tarifa 2001.

### ***Gestión de la demanda***

La ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico determina en su artículo 46 los programas de gestión de la demanda. El Real Decreto 2016/1997, en su artículo 5 y el Real Decreto 2821/1998, en su artículo 5, asignan un importe de 5000 MPTA con cargo a la tarifa de 1998 y de 5100 MPTA con cargo a la tarifa de 1999, respectivamente, en concepto de programas de incentivación de la gestión de la demanda a través del sistema tarifario y de retribución de las empresas eléctricas distribuidoras o agrupaciones de las mismas que se encontraban acogidas al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para las empresas gestoras del servicio. La cuantía prevista para el año 1999 resulta, al igual que para el coste de gestión comercial, de aplicar al coste de 1998 (5.000 MPTA) el coeficiente de actualización de la retribución a la distribución.

El R.D.-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia, en su Disposición derogatoria única elimina este concepto de coste. En esta línea, ni el R.D. 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2000, ni la propuesta de R.D. para la tarifa 2001, incorporan este concepto de coste para las tarifas de los años 2000 y 2001. De haberse incluido para el año 2001, supondría un coste para el sistema de unos 5.371 MPTA.

La Comisión considera importante introducir mecanismos que incentiven una mejora de la gestión de demanda si bien, tal como ha tenido la oportunidad de señalar en diferentes foros, en la forma en la que se venía abordando, adolecía de diferentes inconvenientes. Es urgente el desarrollo de un sistema de incentivación más adecuado, que tenga en cuenta no sólo la resolución de los problemas existentes en la actualidad, sino también la instauración de un nuevo marco liberalizado en el que el mercado pueda ir induciendo algunas de las señales que busca la gestión de la demanda.

La Comisión durante el año 2001 realizará una propuesta de regulación de los programas de gestión de la demanda mediante incentivos económicos o de otro carácter, empleando en lo posible mecanismos competitivos, con el fin de promover la eficiencia y el ahorro en el consumo de energía eléctrica y la formación de los consumidores.

### **3.5 Costes permanentes del sistema**

#### **3.5.1 Costes e ingresos de Extrapeninsulares**

##### ***Introducción***

La propuesta de RD por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 determina un coste permanente como “compensación extrapeninsulares” mediante unas cuotas del 1% y del 2,889% sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente. Si se toman los ingresos previstos en el año 2001 de la información adicional suministrada, resultan 21.600 MPTA por este concepto. En el año 2000, las cuotas establecidas fueron del 0,904% de la tarifa integral y del 2,465% a tarifa de acceso, lo que supondrá finalmente unos ingresos aproximados de 19.000 MPTA. Según la información adicional aportada, las cuotas del año 2001 incorporan el efecto de reducción de ingresos como

consecuencia de la regulación del acceso a los niveles de precios peninsulares para todos los consumidores cualificados extrapeninsulares.

En estos momentos 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 Ley 54/1997, lo que complica la determinación de la compensación establecida en el marco anterior al haber desaparecido las referencias peninsulares que servían de base para calcular la misma (comparación de la aplicación del Marco Legal y Estable en ambos sistemas). Esta Comisión ha señalado esta situación de ausencia de desarrollo reglamentario de la Ley en estos territorios en multitud de informes y comunicaciones, sin que hasta el momento haya surtido el efecto deseado. Al mismo tiempo, la Comisión ha llevado a cabo una serie de estudios y trabajos encaminados a dicho desarrollo, y ha mantenido reuniones técnicas con las Administraciones implicadas, central y autonómicas, así como con las empresas correspondientes, formulando determinadas propuestas de liberalización que serían viables en los sistemas de mayor tamaño.

La falta de desarrollo de la Ley respecto a los sistemas eléctricos de los territorios insulares y extrapeninsulares, conlleva una cierta inseguridad regulatoria y una discriminación, tanto para las empresas que operan en ellos como para los consumidores cualificados ubicados en los mismos. Las empresas tienen incertidumbres regulatorias a la hora de abordar nuevas inversiones o en la adquisición de determinados tipos de combustible. Los consumidores cualificados no han podido beneficiarse hasta el momento de la reducción de precios que han tenido sus homólogos peninsulares como consecuencia de la liberalización. Al mismo tiempo, aparecen distorsiones entre las dotaciones presupuestadas en la determinación anual de la tarifa eléctrica y la posible compensación final que resulte como consecuencia de la regulación que finalmente se aplique o de la revisión de ciertos costes que experimentan crecimientos espectaculares en los

últimos años, como es el caso de los combustibles líquidos. Al prolongarse esta situación en el tiempo (ya más de tres años) se multiplican las distorsiones entre las dotaciones en la tarifa y las posibles compensaciones finales.

Por todo ello, la Comisión Nacional de Energía reitera nuevamente la urgente necesidad de abordar el desarrollo reglamentario de la Ley 54/97, en base a lo dispuesto en su artículo 12.

Como primer comentario a la propuesta de Real Decreto, indicar que no se entiende bien su disposición adicional segunda cuando señala que la cuantía de la compensación prevista para el año 2001 es provisional, en tanto no sea desarrollada la Ley. La Comisión entiende que la redacción dada a esta disposición es ambigua y confusa por lo siguiente:

- Por una parte, no se entiende bien su propósito, que pudiera ser el de recordar que es necesario desarrollar la Ley o bien el dar la señal de abordar su desarrollo durante el año 2001, aunque sin establecerlo claramente. Ambas posibilidades no añaden nada a la regulación existente.
- Por otra parte, añade confusión al indicar que la cantidad prevista para el 2001 es provisional. En principio esta mención es superflua ya que la regulación anterior a la Ley, que se entiende que se ha de mantener vigente en tanto no se oponga a ésta, ya establecía la distinción entre la compensación provisional y la definitiva. Además, si se estableciera finalmente de forma explícita esta provisionalidad para el año 2001, durante el periodo anterior (1998-2000) que no fue establecida en los correspondientes RD de tarifas, podría interpretarse "*sensu contrario*" que las dotaciones que se establecieron en estos tres años eran definitivas, cuando no deberían serlo.

La ausencia de regulación de desarrollo de la Ley 54/97 y la necesidad de contemplar desviaciones de años anteriores según la regulación aún vigente, hace más difícil el establecimiento del sobrecoste de estos sistemas para el año 2001. La regulación anterior está incompleta (al no haberse fijado las referencias peninsulares, los parámetros financieros y de actualización, así como determinados valores estándares) y es anacrónica (no se han revisado determinadas formulaciones y valores). Por su parte, la nueva regulación en base a la Ley del Sector Eléctrico aún no ha sido desarrollada, como se ha señalado anteriormente.

La CNE ha realizado una serie de análisis internos y una serie de interpretaciones normativas, usando los datos remitidos por las empresas en base a la Circular 3/1998 y la información proporcionada por la propia Endesa, con el único fin de poder acotar el problema y conocer su magnitud.

### ***Referencias normativas***

#### **A) Ley 54/1997, del Sector Eléctrico**

Ya se ha señalado suficientemente la ausencia de desarrollo actual de la Ley 54/1997 respecto a las actividades eléctricas en los sistemas insulares y extrapeninsulares. No obstante, la propia Ley aporta una serie de referencias que es preciso tener en cuenta en la situación actual. Así, en su artículo 12 se establece que estas actividades serán objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, previo acuerdo con las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas.

Para la actividad de producción establece que se retribuirá tomando como referencia la estructura de precios del mercado de producción y que el Gobierno podrá determinar un concepto retributivo adicional<sup>2</sup> a dicha referencia.

Para las actividades de transporte y distribución establece que serán retribuidas de acuerdo con los mecanismos que se establezcan con carácter general para la retribución de estas actividades.

Finalmente, la disposición transitoria primera de la Ley 54/1997 establece que continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en tanto no se dicten las normas de desarrollo necesarias.

### ***B) Disposiciones del anterior marco regulatorio que regulan la compensación extrapeninsular***

Las principales disposiciones del anterior marco regulatorio que determinan la compensación extrapeninsular son las siguientes:

- Orden Ministerial de 20 de junio de 1986, por la que se regula el cálculo de las compensaciones de Ofico a empresas con explotaciones extrapeninsulares.
- Resolución de la DGE de 13 de abril de 1999 por la que se aprueba el valor del inmovilizado de las instalaciones de generación extrapeninsular para el año 1997.
- Resolución de la DGESE de 5 de mayo de 1993 por la que se establecen los costes de operación y mantenimiento del equipo de generación extrapeninsular.

---

<sup>2</sup> Derivado del sobrecoste de generación en las instalaciones de estos territorios. En estos sobrecostes se incluirán, entre otros, los de combustible, operación y mantenimiento, inversión y reserva de capacidad en generación.

***Posible adaptación de la Orden Ministerial de 20 de junio de 1986 al marco de la Ley 54/1997***

La Orden Ministerial de 20 de junio de 1986 establece el sistema de cálculo de las compensaciones extrapeninsulares como diferencia de costes unitarios de los sistemas extrapeninsulares y los sistemas peninsulares, comparando valores unitarios de generación, distribución y transporte e ingresos medios.

Por tanto, una vez determinados los costes unitarios en PTA/kWh de la generación, distribución y transporte, y los ingresos también unitarios, tanto de los sistemas extrapeninsulares y como del sistema peninsular, la OM de 1.986, calcula la compensación integrando tres compensaciones parciales: dos compensaciones de costes (para la generación, y para el transporte y la distribución), y una compensación de ingresos.

↓	Coste generación extrap.	-	Coste generación peninsular	=	Compens. generac.
	Coste dist. y tpte. extrap.	-	Coste dist. y tpte. peninsular	=	Compens. dist. y tpte.
	Ingreso medio extrap.	-	Ingreso medio peninsular	=	Compen. Ingresos
	_____		_____		_____
	Compen. extrap.	-	Suma cero del sist. penins.	=	Compen. extrap.
	→				

Las tres diferencias entre los valores de las columnas anteriores para determinar las tres compensaciones se debían realizar entre cantidades unitarias obtenidas con metodologías homogéneas. Desde el año 1998 la metodología de cálculo se modificó en el ámbito peninsular, abandonado el Marco Legal Estable, por lo que no es posible determinar la compensación extrapeninsular tomando como referencia la península.

Sin embargo, en el gráfico anterior se advierte que se podría llegar al mismo resultado, operando verticalmente en el ámbito extrapeninsular, es decir, calculando la compensación total como diferencia entre los costes de generación, distribución y transporte y los ingresos, todos ellos extrapeninsulares, ya que los ingresos y costes peninsulares suman cero, como resulta año a año al aplicar en este ámbito la determinación de la tarifa eléctrica.

Además, esta interpretación no se opone en principio al artículo 12 la Ley 54/97, que reconoce en los territorios extrapeninsulares, por un lado, unos costes de generación (que pueden incorporar un concepto retributivo adicional sobre el precio del mercado peninsular) y, por otro, una retribución de las actividades de transporte y distribución de acuerdo con los modelos generales establecidos para la península. Asimismo, en dicho artículo se establece que cuando todos estos costes no puedan ser sufragados con los ingresos obtenidos en estos territorios, se integrarán en el conjunto del sistema, dentro del concepto de costes permanentes.

De acuerdo con lo anterior, la Comisión entiende que, sin perjuicio de la necesidad urgente de desarrollar normativamente la Ley del Sector, podría ser posible determinar los costes previstos para los sistemas extrapeninsulares en función de los criterios generales siguientes:

- a) aplicación de una adaptación de la OM del 86 y sus disposiciones de desarrollo, en lo que se refiere a los costes de generación, y
- b) aplicación de la regulación establecida con carácter general para la retribución de las actividades de transporte, distribución y gestión comercial (RD 2819/98 y OM 14.6.99).

Por otra parte, al contemplar la mencionada OM del 86 una compensación provisional y otra definitiva, en el coste que se prevea para el año 2001, sería preciso contemplar las desviaciones en la compensación como consecuencia de la aplicación de estos criterios generales desde el último ejercicio cerrado, que fue el año 1997, o de la fuerte variación experimentada por determinados costes respecto a la previsión.

No obstante lo señalado, cabe indicar que lo anterior constituye únicamente una posible interpretación del marco general, que no es suficiente al no estar establecido ni definido en la actualidad su aplicación concreta (durante el periodo 1998 –2000 no se han fijado los parámetros financieros y de actualización, los valores estándares de consumo de combustible, etc, ni se conoce si deben asumirse o no determinadas formulaciones un tanto anacrónicas, como las que determinan los costes de operación, mantenimiento y varios en generación, por ejemplo). Tampoco se ha definido en estos territorios la separación entre la actividad de transporte y distribución, y la aplicación concreta de los modelos de retribución de estas actividades que se emplean en la península.

### ***Conclusión***

La Comisión considera, en base a las estimaciones realizadas, que el valor de la compensación estaría entre el que figura en la propuesta de Real Decreto de tarifa 2001 y el propuesto por ENDESA.

Por otra parte, se considera que es 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 posibles insuficiencias de retribución.

### **3.5.2 Operador del Sistema**

## ***Retribución***

Esta Comisión considera importante preservar la independencia del Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica del sistema y del transporte. En este sentido, la Comisión considera que la propuesta del Ministerio de Economía de retribuir al Operador del Sistema con 1.500 millones es aceptable.

REE ha solicitado, como retribución a la actividad de Operación del Sistema, 4.018 MPTA. La CNE considera que la retribución del Operador del Sistema para el año 2001 contemplada en la propuesta tarifaria debería concretarse con mucha mayor exactitud mediante el desarrollo de una fórmula de retribución que, al tiempo de dotar de predecibilidad a los ingresos del citado Operador, permitiese ir introduciendo incentivos a la actuación eficiente del mismo (por ejemplo, en la gestión de restricciones o en la previsión de la demanda).

## ***Comentarios al artículo 6 de la propuesta de Real Decreto***

La Comisión Nacional de Energía considera que se ha de establecer unos precios para las actuaciones relativas a los puntos de medida tipos 1 y 2 definidas en el Reglamento de Puntos de Medida, y que esto es mejor que incluir los costes derivados de estas actuaciones en los de la Operación del Sistema.

No obstante, si bien no se ha publicado, existe un borrador de Real Decreto de Puntos de Medida elaborado por el Ministerio e informado por esta Comisión que viene a diferenciar claramente las actuaciones que se realizan con clientes, de aquellas que se realizan con el resto de los agentes. Esto resulta razonable ya que, tanto el tamaño y número de los puntos de medida, el hecho de que puede suponer una barrera de entrada al mercado liberalizado y la existencia de unas tarifas de acceso a las redes, aconsejan diferenciar el tratamiento a dar a los consumidores cualificados.

Por ello, se considera que unos precios máximos como los propuestos en el Anexo VI de la propuesta de Real Decreto que se informa, resultan excesivos y no deben bajo ningún concepto aplicarse a los consumidores, sobre todo si se tiene en cuenta que todos los consumidores, en tanto no se modifique el R.D. de Puntos de Medida, son como mínimo del tipo 2. En todo caso se podrían establecer dichos precios máximos para las actuaciones que se lleven a cabo en las fronteras de generación, transporte y distribución. A modo de ejemplo, el coste que puede suponer la primera verificación a un consumidor que accede al mercado por aplicación de estos precios se acerca a las 120.000 PTA.

Por tanto, se considera necesario que el OS presente anualmente a esta Comisión los estados contables de las operaciones correspondientes a las actuaciones derivadas del Reglamento de Puntos de Medida y sus ITC.

Por último, hay que señalar que la aplicación del contenido del artículo 6 de la propuesta de R.D. supone la fijación de un nuevo precio regulado con carácter de máximos, si bien se tendría que abrir la posibilidad de que estas actuaciones las pudieran llevar a cabo, en competencia, verificadores independientes.

### **3.5.3 Retribución del Operador del Mercado**

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

Debe tenerse en cuenta que a partir del año 1999 el OMEL ha empezado a ofrecer servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos

servicios consisten tanto en la organización de cursos como servicios de asesoramiento.

También es posible que el OMEL utilice la experiencia acumulada en el mercado español y realice actividades de consultoría, dimensionando su plantilla, para así dedicarla a una actividad no regulada.

En ese sentido, la CNE considera que la propuesta del Ministerio de Economía de retribuir al Operador del Mercado con 1.500 millones es suficiente y está en línea con lo solicitado por la propia empresa como retribución a la actividad de Operación del Mercado (1.622 MPTA). No obstante, la CNE estima que esta cifra debería concretarse en el futuro con mucha mayor exactitud mediante el desarrollo de una fórmula de retribución que, al tiempo de dotar de predecibilidad los ingresos del citado Operador, permita ir introduciendo incentivos a la actuación eficiente del mismo.

Finalmente, y en línea con comentarios y propuestas presentados por el OMEL, esta Comisión considera interesante analizar la posible implantación gradual de un mecanismo mediante el cual el OMEL pueda obtener parte de sus ingresos de las aportaciones de los agentes que operan en el mercado de producción de energía eléctrica.

#### **3.5.4 Retribución de la Comisión Nacional de la Energía.**

En la propuesta del Ministerio de Economía se incorpora un presupuesto para la Comisión con cargo a la tarifa eléctrica de 1.500 MPTA. Dicha cantidad es inferior a los 1.632 MPTA solicitados.

Teniendo en cuenta las características de la Propuesta de tarifa para el año 2001, en el sentido de no contener aumentos importantes en los costes previstos, la

CNE considera aceptable el valor de la misma, si bien pone de manifiesto su valor probablemente insuficiente para atender debidamente sus servicios y el ejercicio de sus actuales funciones.

### **3.6 Costes de Transición a la Competencia**

#### **3.6.1 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. 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  $A_0$  y  $B_0$  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.

En base a estas disposiciones se puede determinar el sobrecoste del carbón autóctono almacenado a 31.12.97, según los valores del cuadro siguiente:

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	LP	1.745	183	587	1,838	1,121	229
Meirama	LP	1.886	-	-	-	1,121	-
<b>TOTAL</b>		<b>3.754</b>	<b>6.171</b>	<b>42.280</b>	<b>1,825</b>	<b>1,121</b>	<b>12.296</b>

El pasado año, la Comisión propuso al Ministerio de Industria y Energía realizar la siguiente imputación para el resto del periodo transitorio:

*“Como la imputación que se ha realizado durante los años 1998 y 1999 en la tarifa eléctrica ha sido de 4.091 MPTA en ambos años, esta Comisión propone repartir entre los 8 años siguientes la cuantía restante hasta completar los 12.296 MPTA totales en pesetas constantes.*

Como en el año 2000 se imputaron finalmente 1.163 mPTA, durante los 7 años restantes del periodo transitorio quedarían por pagar 4.636 MPTA corrientes.

Por tanto, en línea con lo anterior, la CNE propone efectuar la laminación consecuente e imputar la cantidad de 585 MPTA por este concepto en la tarifa de 2001, de acuerdo con el cuadro siguiente, en lugar de los 1.163 MPTA que figuran en la propuesta de Real Decreto.

#### PREVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN DEL SOBRECOSTE DEL STOCK DE CARBÓN AUTÓCTONO A 31.12.97

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL	TOTAL CTC'S
Tasa monetaria (%)	4,25%	2,94%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%	4,12%		
Tasa monetaria acum.(%)	4,25%	7,31%	11,74%	16,34%	21,13%	26,12%	31,32%	36,73%	42,36%	48,23%		
Importe prima MPTA corrientes	4.091	4.091	1.163	585	609	634	660	687	716	745	13.981	60.642
Importe prima MPTA constantes	3.924	3.812	1.041	503	503	503	503	503	503	503	12.296	40.911

### 3.6.2 Prima del carbón autóctono

La DT 4ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, otorga al Gobierno la posibilidad de establecer incentivos al consumo de carbón autóctono,

para las cantidades fijadas por el Ministerio. *“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 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 se establece dentro de los anteriores, el importe *“máximo”* de la asignación por consumo de carbón autóctono en 254.365 MPTA. 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 prima, deben ser actualizado con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés que lo sustituya.

La DA 1ª del RD 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 que fue establecida en el RD 2017/97. Además, en la DA 2ª del citado RD 2820/1998 se reguló una nueva forma de devengar prima, estableciendo 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.

Con fecha 29 de octubre de 1999 el Ministerio de Industria y Energía dictó una Orden Ministerial, por la que se establecía para 1999 la prima al consumo de carbón autóctono.

La CNSE con fecha 21 de septiembre de 1999 informó la propuesta de Orden Ministerial anterior, señalando que *“dentro de las posibilidades de desarrollo que ofrece la DT 4ª de la Ley 54/97 al establecer una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh, se ha adoptado hasta la fecha la solución de computar dicho promedio para el conjunto de centrales durante el periodo multianual de 8 años del Plan de la Minería”*.

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 2001 de 41.200 MPTA. Esta cantidad, según la información aportada por el representante del Ministerio de Economía en el Consejo Consultivo de la CNE en sesión de 20.12.00, resulta de considerar para el año 2001 las cantidades de carbón CECA que figuran en los contratos de suministro firmados y el mantenimiento del nivel de las primas establecidas en la mencionada Orden Ministerial. Las cantidades así calculadas se aproximan más a la realidad y resultan inferiores a las previstas en el Plan de la Minería. La Comisión no dispone de los contratos de suministro vigentes.

No obstante, esta Comisión considera que si se quiere cumplir, por un lado la DT 4ª de la Ley 54/97 y por otro el Plan de la Minería, se debería reducir el nivel de las primas en el año 2001, si no se quiere dejar prácticamente sin prima a los últimos años del Plan. La Comisión, en línea con lo manifestado en su referido informe de 21 de septiembre de 1999, estima que la prima promedio a aplicar durante el año 2001 debería de estar próxima a 1 PTA/kWh.

La CNE ha realizado una previsión de este concepto de coste imputable en la tarifa de 2001, en base a las siguientes hipótesis:

- a) Previsión de funcionamiento con carbón autóctono: la realizada por REE (que tiene en cuenta las mezclas habituales con carbón de importación) de acuerdo a las mejores previsiones de las empresas propietarias (con lo que se contemplan los contratos firmados), aunque, se limita la producción con carbón autóctono en las cantidades máximas equivalentes establecidas central a central en el Plan de la Minería. De esta forma resulta una producción total con este tipo de carbón de 32.289 GWh.
  
- b) Prima promedio de 1,04 PTA/kWh con el fin de que se pueda cumplir la DT 4ª de la Ley 54/97 al finalizar el periodo transitorio, una vez considerado el nivel de las primas devengadas durante el periodo 1998-2000. Además, se entiende que la media mensual de los precios horarios finales de cada uno de los grupos generadores no superará el precio del mercado previsto de 5,90 PTA/kWh. En caso contrario, se aplicaría lo dispuesto en el nuevo apartado final del artículo 15 del RD 2017/97 establecido en el artículo 25 del RD Ley 6/2000.

De esta forma resultaría un coste total para el año 2001 de 33.600 MPTA, que difiere de la cifra incluida en la información anexa de la propuesta de RD en - 7.600 MPTA.

Por otra parte y a diferencia de lo ocurrido durante el primer semestre del 2000, en caso de aparición de déficit de liquidaciones de actividades y costes regulados, se deberá aplicar la precedencia que estableció en su apartado cuarto la Orden de 21 de noviembre de 2000, que considera a la prima al consumo de carbón autóctono con el *“mismo nivel de prioridad que la retribución de las actividades de transporte y distribución”*.

Por último, en la Orden Ministerial en la que se establezcan las primas para el año 2000 o las del 2001, se debería especificar las condiciones para el cobro de las

cantidades devengadas por este concepto y no cobradas durante el primer semestre de 2000.

### **3.6.3 CTC´s por diferencias**

Debería interpretarse la partida de –22.765 MPTA establecida en la información complementaria aportada por el Ministerio como parte del cálculo de los Costes Permanentes previstos, denominada “Resto Costes de Transición a la Competencia por diferencias”, no como un resultado final, sino como un dato de partida empleado para adecuar el ritmo de recuperación de los CTC. En efecto, las cuentas que afectan los CTC tienen carácter plurianual y, por lo tanto, la cantidad de 22.765 MPTA solo puede contemplarse bajo esta perspectiva. Lo mismo que en unos años los ingresos por CTC han sido superiores a lo previsto (por mayor demanda, excesos de precios por encima de las 6 PTA/kWh, etc), con lo que la senda de recuperación de CTC ha sido superior a la estimada, cabe la posibilidad de que haya años en que, para ajustar el ritmo de recuperación de CTC, sea preciso fijar cantidades negativas para equilibrar la senda de recuperación de CTC y así cumplir lo señalado en el artículo 5 de la Disposición Transitoria Sexta de la Ley.

## **3.7 Costes de Diversificación y seguridad de abastecimiento**

### **3.7.1 Stock básico de uranio**

Mediante el Real Decreto 1464/1999 de 17 de septiembre, sobre actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear, se establece para Enusa la obligación de reducir el SBU hasta su total desaparición en función de las condiciones del mercado, antes del año 2006, y alternativamente para las empresas eléctricas con activos nucleares la constitución conjunta antes del día 5 de abril de 2000 de una reserva física de óxido de uranio enriquecido que

contenga al menos 400 t de  $U_3O_8$  y 260.000 UTS en su composición. El proyecto de dicho Real Decreto fue informado positivamente por la CNSE, al considerar que con él se internalizaba una parte del coste del combustible nuclear en las ofertas de las centrales nucleares. Dada la situación del mercado del uranio, la Orden Ministerial de 17 de abril de 2000 modificó la composición de la reserva física en 435 t de  $U_3O_8$  y 220.000 UTS.

El Comité de Seguimiento y Vigilancia de la Gestión del SBU, en reunión del día 14 de marzo de 2000, acordó autorizar a Enusa la venta a las empresas eléctricas de la parte del SBU existente en su planta de Juzbado para constituir el stock de reserva (una quinta parte del SBU). La venta se autorizó a su valor contable.

Asimismo, en dicha reunión se debatió ampliamente la oferta de las empresas eléctricas de adquisición de la totalidad del SBU a su valor contable e introducirlo en su circuito normal de compras conforme a sus necesidades. El Comité acordó finalmente que sería conveniente contar con un informe o valoración independiente antes de tomar cualquier decisión sobre la venta del resto del SBU.

Una vez realizado el referido informe independiente, en la Reunión del Comité de Seguimiento y Vigilancia de 31 de julio de 2000 se planteó nuevamente la oferta de las empresas eléctricas.

El Comité acordó autorizar la adquisición del SBU según la valoración estimada en dicho informe en el escenario de venta a medio y largo plazo, lo que generaría una plusvalía sobre el valor contable de unos 700 MPTA. Con ello se debería mantener un año más la cuota o recargo en la tarifa por este concepto, con el fin de recaudar unos 300 MPTA que se precisarían para cubrir los costes financieros del SBU hasta que fuera finalmente retirado por las empresas.

La CNE puso de manifiesto la insuficiencia de esta valoración, señalando que el estudio independiente empleaba una serie de cautelas por las que se obtenía

realmente una valoración mínima del SBU (correspondía al rango inferior para los precios previstos en el mercado y empleaba un tipo de cambio bajo de 163,65 PTA/\$), a parte que no existía en esos momentos obligación de venta de la totalidad del stock (sí antes del año 2006), sobretodo cuando las expectativas eran de incremento de los precios internacionales. Por todo ello, la Comisión propuso que en todo caso se debería adoptar un valor para la venta tal que evitara el recargo en la tarifa eléctrica del año 2001.

En consecuencia con lo anterior, la Comisión Nacional de Energía propone la anulación de los 124 MPTA que figuran por este concepto en la propuesta de RD de tarifas del 2001.

### **3.7.2 Compensaciones a los pequeños distribuidores por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes.**

En el año 2001 habrá que compensar a los distribuidores no acogidos al Real Decreto 1538/1987 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 cualificados decidan adquirir la energía en el mercado.

Con la información disponible actualmente en la Comisión es posible hacer una estimación para el año 2001 de estos tres conceptos.

Durante el año 2000 tres empresas distribuidoras están siendo compensadas por contar en sus demarcaciones con consumidores en régimen de interrumpibilidad. Además, durante este año diecinueve empresas distribuidoras no acogidas al Real Decreto 1538/1987 han solicitado la correspondiente compensación por estar obligadas a adquirir energía a generadores en régimen especial.

Teniendo en cuenta la experiencia de 1998, 1999 y 2000, se estima que los importes necesarios en el año 2001 para atender a estos dos tipos de compensaciones asciende a 500 MPTA por interrumpibilidad y 700 MPTA por régimen especial.

En cuanto a la compensación por la pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes, su justificación se deriva de la propia Ley 54/1997, que en su Disposición Transitoria Undécima, permite a las empresas distribuidoras a las que no es de aplicación el Real Decreto 1538/1987 un "régimen transitorio". A dichas empresas se les reconoce hasta el año 2007 la posibilidad de continuar acogidas al sistema retributivo anterior, dado por la diferencia entre las tarifas que aplican a sus clientes y la tarifa D a la que ellas adquieren la energía, aunque sólo por la parte de su consumo que no exceda del realizado en el ejercicio 1997 incrementado anualmente en el porcentaje de crecimiento vegetativo que se establezca. Por ello, la existencia de consumidores cualificados que han decidido acudir al mercado, puede conllevar una merma en los márgenes de estos distribuidores, merma que debe ser compensada.

Dado que hasta la fecha no se han practicado las compensaciones por pérdida de ingresos por consumidores cualificados correspondientes a los ejercicios de 1999 y 2000, la tarifa del ejercicio 2001 deberá incorporar, además de la partida correspondiente al ejercicio de 2001, las correspondientes a dichos ejercicios anteriores.

Con los datos existentes en la Comisión esta partida puede cifrarse en 2000 MPTA, correspondiendo 220 MPTA al año 1999, 480 al año 2000 y 1.300 MPTA al año 2001.

Por tanto, la cantidad a incluir en la tarifa del 2001 por el total de las tres compensaciones a las que tienen derecho estas empresas distribuidoras asciende

a 3.200 MPTA, que coincide con la cantidad incorporada por el Ministerio en la propuesta de Real Decreto que se informa.

Por otro lado, el Real Decreto 2819/1998, en su Disposición Adicional Segunda apartado primero, establece que estas empresas distribuidoras podrán solicitar su inclusión en el régimen económico general. Así mismo, la Disposición Adicional Segunda apartado segundo, del mencionado Real Decreto 2819/1998, señala que para aquellas empresas que bien de forma voluntaria, bien por obligación legal, al haber sobrepasado el crecimiento fijado como vegetativo, adquieran parte de la energía como sujetos cualificados en el mercado de producción, se fijará la retribución inicial correspondiente a esa parte de la energía que adquieran como sujetos cualificados.

En opinión de la Comisión parece interesante considerar la posibilidad de incluir en el futuro el margen de este colectivo en la partida de costes de distribución de la tarifa. La inclusión del margen llevará asociado un aumento de la partida de costes de distribución y un aumento de la facturación, al ser aportados los ingresos de los pequeños distribuidores al conjunto del sistema (descontados los ingresos que se obtendrían de la tarifa D).

Esto supondría incluir a todos los pequeños distribuidores en la bolsa de retribución de la distribución y que se les liquide como a los distribuidores del régimen general. Esta medida se ajustaría a lo dispuesto en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 2819/1998, respetándose el carácter transitorio reconocido en la citada normativa, al ponderar en la bolsa el margen que les correspondería por diferencia de tarifas y lo que les correspondería por aplicación de los mismos criterios de retribución que a los distribuidores del régimen general. La bolsa se actualizaría anualmente vigilando que los márgenes reconocidos no fueran superiores a lo que les hubiera correspondido por la diferencia de tarifas de cada año. Esto resolvería, entre otros, el problema de calcular las compensaciones que

les corresponderían por tener clientes cualificados conectados a sus redes que ejerzan el derecho de elegibilidad, particularmente importante a partir de julio de 2000, y de imposible tratamiento a partir del 1 de enero del 2003, cuando todos los consumidores sean cualificados.

### **3.7.3 Régimen Especial**

#### ***Introducción***

El régimen especial viene regulado por el 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. Dicho Real Decreto derogó el RD 2366/94, de 9 de diciembre, sobre producción de energía por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, estableciendo un régimen transitorio para aquellas instalaciones que estuvieran acogidas al RD2366/94 a la entrada en vigor de la Ley del Sector, en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia.

En este sentido, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 propone en su anexo IV la actualización de las primas y precios finales establecidos en el RD 2818/1998, así como de las tarifas aplicables a las ventas de energía procedentes de las instalaciones que transitoriamente permanecen acogidas al RD 2366/1994.

#### ***Precios***

##### **a) Instalaciones acogidas al RD 2818/1998**

El RD 2818/1998, de 23 de diciembre, fija las primas para cada tipo de instalación así como los criterios para la actualización anual de las mismas. Estos criterios son:

- Grupo a (cogeneración) y Grupo d (minimización de residuos): *“...de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales”..*
- Grupo b (renovables): *“...teniendo en cuenta la variación del precio medio de venta de la electricidad, que se aplicará sobre la suma del precio de mercado y la prima.”*
- Grupo c (residuos): *“ ... de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección o con la variación del precio medio de mercado cuando todos los consumidores sean cualificados, ponderando ambas variables a partes iguales.”*
- Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas de potencia superior a 50 MW: Estarán sujetas a las mismas actualizaciones que el grupo c.

Estos criterios genéricos, que ya fueron aplicados por primera vez en el RD por el que se establecía la tarifa eléctrica para el año 2000, han sido los que se han seguido en esta propuesta de Real Decreto. En este sentido, los valores de referencia utilizados para calcular las variaciones de los tipos de interés y de los precios del gas han sido elegidos teniendo en cuenta la pauta fijada en esa primera vez. Si bien estos valores de referencia no están calculados sobre la variación de los parámetros previstos respecto al año en curso, ni se determinan siguiendo una regla homogénea, tal y como se indicó en el informe que esta Comisión realizó a la propuesta de tarifas del año 2000, en esta ocasión, el

mantener los mismos criterios aplicados en el año anterior, resulta la medida más correcta en términos regulatorios. Sin embargo, en cuanto a las variaciones relacionadas con los precios de la electricidad, en esta propuesta se han tomado las variaciones con respecto a los precios resultantes del RD por el que se establecía la tarifa del año 2000, mientras que en dicho RD, se tomaron con respecto a los precios previstos en el cierre del año 2000. La opción tomada en la propuesta de RD es más objetivable que la del año anterior. El cuadro siguiente muestra los valores utilizados para la actualización de las primas en esta propuesta:

<b>Variables de actualización de las primas</b>	<b>Variación</b>
Variación interanual del tipo de interés (1) <i>Variación del MIBOR a tres meses de noviembre 2000 respecto a noviembre 1999</i>	47,67%
Variación del precio del gas (2) <i>Variación de la media anual de la tarifa firme gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/a de 2000 respecto a 1999</i>	54,24%
Variación de la tarifa eléctrica para consumidores sin capacidad de elección (3) <i>Variación de las tarifas de suministro entre la previsión de Tarifas 2001 y la previsión de Tarifas 2000</i>	-2,22%
Variación del precio medio de electricidad <i>Variación del precio medio de electricidad entre la previsión de Tarifas 2001 y la previsión de Tarifas 2000</i>	-1,52%
Media (1), (2) y (3)	33,23%
Media (1) y (3)	22,73%

Al igual que en el RD por el que se establecía la Tarifa de 2000, en esta ocasión se ha vuelto a tomar como variación de la tarifa eléctrica para consumidores sin capacidad de elección, la variación de las tarifas que aplican las empresas distribuidoras para la venta de energía eléctrica, incluyendo en ésta, todos aquellos consumidores que permanecen a tarifa, tanto aquellos sin capacidad de elección como aquellos que teniéndola permanecen en ella.

Por tanto, siguiendo la metodología utilizada para el establecimiento de las primas del año 2000, se obtienen las siguientes primas y precios:

RD2818			Prima 2000	Prima 2001	Variación 01/00
Grupo	Tipo Instalación	Potencia MW	PTA/kWh	PTA/kWh	
A	a.1 y a.2	P<=10	3,08	4,11	33,23%
B	b.2		4,79	4,58	-4,42%
	b.3		4,97	4,76	-4,32%
	b.4		4,97	4,76	-4,32%
	b.6		4,61	4,40	-4,54%
	b.7		4,26	4,06	-4,78%
Artículo 31 RD2818/98			0,95	1,16	22,73%
C		P<=10	3,50	4,30	22,73%
D	d.1		3,76	5,01	33,23%
	d.2		3,76	5,01	33,23%
	d.3		2,41	3,21	33,23%
Artículo 28.3 RD2818/98					
B	b.2		10,42	10,26	-1,52%
	b.3		10,59	10,43	-1,52%
	b.4		10,59	10,43	-1,52%
	b.6		10,24	10,08	-1,52%
	b.7		9,89	9,74	-1,52%

Nota: Se ha tomado para las instalaciones tipo b), el precio de mercado para el año 2001 previsto en la propuesta de RD de 5,9 PTA/kWh, y para el año 2000, el previsto en el RD de tarifas del año 2000 de 5,85 PTA/kWh.

El cuadro siguiente muestra pequeñas diferencias que se han detectado entre las primas actualizadas en el cuadro anterior y las que figuran en la propuesta de RD. En ambos casos se han utilizado los mismos parámetros de actualización, por lo que no deberían existir diferencias entre ambas columnas. Estas diferencias sólo pueden obedecer a un error de cálculo.

RD2818			Prima 2001 Propuesta RD (1)	Prima 2001 Aplicando Metodología (2)	Dif. Absoluta (1)-(2)
Grupo	Tipo Instalación	Potencia MW	PTA/kWh	PTA/kWh	
A	a.1 y a.2	P<=10	4,10	4,10	-
B	b.2		4,68	4,58	0,10
	b.3		4,85	4,76	0,09
	b.4		4,85	4,76	0,09
	b.6		4,50	4,40	0,10
	b.7		4,16	4,06	0,10
C	c.1, c.2, c.3	P<=10	4,30	4,30	-
<b>Artículo 31 RD2818/98</b>			1,17	1,17	-
D	d.1		5,01	5,01	-
	d.2		5,01	5,01	-
	d.3		3,21	3,21	-
<b>Artículo 28.3 RD2818/98</b>					
B	b.2		10,26	10,26	-
	b.3		10,43	10,43	-
	b.4		10,43	10,43	-
	b.6		10,08	10,08	-
	b.7		9,74	9,74	-

La Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 determina la necesidad de establecer un Plan de Fomento de las Energías Renovables, cuyos objetivos deben ser tenidos en cuenta en la fijación de las primas. Dicho Plan fue aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999, y en él se consideró como factor de actualización de las primas, un 1,5% para cada uno de los años incluidos en el período de análisis (años 2000 a 2006). Aparentemente, los objetivos de dicho Plan no se han podido tener en cuenta a la hora de fijar las primas para el año 2001, ya que éstas se actualizan con la variación del precio de venta de la electricidad.

Finalmente, esta Comisión quiere reiterar nuevamente, como ya lo hiciera entre otros, con ocasión del informe de 14 de julio de 1998 sobre la propuesta de Real Decreto de producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, que sería deseable que la regulación de promoción de determinadas energías limpias contemplara mecanismos de mercado, dentro de las circunstancias concretas de cada subsector.

#### b) Instalaciones acogidas al RD 2366/94

El artículo 14 del RD 2366/94 establece que las tarifas “*se actualizarán anualmente ... con la variación media de las tarifas eléctricas*”. Asimismo, aclara que “*los términos de energía y potencia ... corresponden a los valores del año 1994*” de determinadas tarifas de consumo eléctrico.

La propuesta de RD ha seguido, al igual que para la actualización de las primas del RD 2818/98, la pauta establecida en el RD por el que se establecía la tarifa de 2000, es decir, adaptar los valores de cada grupo a las tarifas propuestas para el año 2001. Esta Comisión se manifestó contraria en el informe a la propuesta de RD de tarifas del 2000 a la forma de actualización de dichas tarifas que se produjo en ese momento. En esta ocasión, la Comisión entiende que debe prevalecer la coherencia y seguridad regulatoria por lo que considera que en estos momentos es conveniente continuar aplicando las pautas establecidas en el año anterior.

Según esto, los precios de venta de electricidad de las instalaciones que permanecen transitoriamente acogidas al régimen económico del RD 2366/94 deben ser incrementados en un 1,5%, ya que éste ha sido el incremento previsto en sus tarifas asociadas correspondientes. No obstante, este incremento no es neto en determinadas instalaciones, ya que el propio mecanismo de retribución

contempla unos coeficientes que reducen su precio durante los 5 primeros años de vida útil.

Tipo instalación	Potencia instalada	PTA/kW y mes	PTA/kWh	Tarifa correspondiente
<b>Grupo A (renovables)</b>	=<100 (*)	293	9,74	1.2.
<b>Grupo B (biomasa y residuos)</b>	=< 100 (*)	603	8,86	2.2
<b>Grupo C,D y E (cogeneración y otras)</b>	=< 15	1.583	7,17	3.2
	15<P=<30	1.535	6,91	3.3
	30<P=<100 (*)	1.488	6,71	3.4
<b>Grupo F (minihidráulica)</b>	=<10	293	9,74	1.2

(\*) En tanto no se ha desarrollado el artículo 17 del R.D. Ley 6/2000 para las instalaciones de potencia superior a 50 MW. Cuando se establezca este desarrollo, la potencia estará limitada a 50 MW.

## **Energía**

Para la previsión de la energía que será vertida por los productores de régimen especial en el año 2001, se efectúan determinados supuestos, entre los que merece destacar los siguientes de carácter previo:

- a) La previsión se refiere a las instalaciones conectadas a las redes de los grandes distribuidores o de los transportistas, que constituye el colectivo de referencia para la determinación de la tarifa eléctrica (las instalaciones conectadas a los pequeños distribuidores y las empresas extrapeninsulares se tienen en cuenta en la determinación de las respectivas cuotas).
- b) La previsión se realiza considerando en principio a las instalaciones de potencia superior a 50 MW acogidas al RD 2366/1997, para mantener la serie histórica. Después se disminuye esta energía (y su coste asociado) del total previsto para el régimen especial, ya que según el artículo 17 del RD Ley

6/2000 estas instalaciones deben realizar ofertas en el mercado de producción.

- c) No se ha disminuido la energía (ni el coste correspondiente) como consecuencia de las medidas que puedan adoptarse para incentivar a los autoprodutores y a las energías renovables a participar en el mercado de producción, en desarrollo del mencionado artículo 17 del RD Ley 6/2000. Tampoco se ha tenido en cuenta el posible efecto del desarrollo del artículo 18 del mencionado RD Ley, por considerarse poco significativo.

En la previsión de funcionamiento de la producción en régimen especial que se ha realizado para el año 2001, se ha mantenido constante la potencia de las instalaciones acogidas al RD 2366, por los siguientes hechos: a) los cambios al RD 2818 de instalaciones acogidas al RD 2366 tienden a reducirse en los últimos meses de 2000, y b) las últimas incorporaciones que aún se realizan en el RD 2366 son cada vez menos significativas. La tabla siguiente muestra el número de instalaciones que se han incorporado cada mes al RD 2366 durante 2000 y el número de las que se han cambiado al RD 2818.

Por otra parte, se puede asumir que las instalaciones que tenían la posibilidad de cambiarse al RD 2818, ya han tenido un período lo suficientemente amplio y con precios de mercado atractivos, como para ejercitar dicha opción, por lo que las variaciones en el RD 2366/94 deberían ser mínimas.

	<b>Incorporaciones al RD 2366 Nº Instalaciones</b>	<b>Cambios al RD 2818 Nº Instalaciones</b>
Ene-00	10	43
Feb-00	5	52
Mar-00	6	42
Abr-00	4	31
May-00	5	11
Jun-00	1	6
Jul-00	7	4
Ago-00	9	7
Sep-00	1	4
Oct-00	3	16
Nov-00		10

Por tanto, se ha supuesto que las nuevas incorporaciones se producirán en el RD 2818. Para estimar su crecimiento, se ha tenido en cuenta la evolución experimentada por cada tecnología en los últimos años, así como el número de instalaciones incluidas en el registro administrativo de Producción en Régimen Especial que todavía tienen código provisional. En casi todos los casos el número de nuevas instalaciones registradas resulta razonable teniendo en cuenta la evolución histórica. Sin embargo, en el caso de los parques eólicos (actualmente, con datos a octubre de 2000, hay unos 105 parques facturando que suman una potencia de 1.800 MW), hay inscritas con código provisional 324 instalaciones con una potencia de 8.920 MW. Teniendo en cuenta que al comienzo del año 2000 había una potencia instalada eólica de 1.400 MW y 3.800 MW inscritos con registro provisional, en la previsión que se presenta en este documento se ha supuesto que únicamente se incorporarán al sistema 1.000 MW (tras conseguir la inscripción provisional falta todavía construir el parque, presentar el acta de puesta en marcha y firmar el contrato con la empresa distribuidora, por lo que es posible que este proceso se alargue durante más de un año). Considerando únicamente 1000 MW de incorporaciones se alcanza un crecimiento de la energía eólica de un 38%.

A continuación se incluye una previsión de la potencia instalada por tecnología y energías primarias, y se compara con la previsión de UNESA.

Grupo	Potencia MW a 1/1/00		Potencia MW a 1/1/01		Variación 01/00	
	CNE	UNESA	CNE	UNESA	CNE	UNESA
<b>A</b>	630	472	52	259	-92%	-45%
<b>B</b>	202	176	159	201	-21%	14%
<b>C</b>	50	59	77	58	54%	-2%
<b>D</b>	3.411	3.416	3.387	3.592	-1%	5%
<b>E</b>	45	58	45	58	0%	0%
<b>F</b>	544	445	319	330	-41%	-26%
<b>Instalaciones P&gt;50 MW</b>	446	436	456	689	2%	58%
<b>Total RD2366</b>	<b>5.328</b>	<b>5.061</b>	<b>4.495</b>	<b>5.187</b>	<b>-16%</b>	<b>2%</b>
<b>a.1</b>	321	412	644	763	101%	85%
<b>a.2</b>	9	2	9	4	0%	100%
<b>b.1</b>	1	1	1	1	0%	0%
<b>b.2</b>	809	902	1.864	1.900	130%	111%
<b>b.4</b>	539	640	734	691	36%	8%
<b>b.5</b>	121	215	180	235	49%	9%
<b>b.6</b>	-	26	2	25		-4%
<b>b.7</b>	41	34	57	75	39%	121%
<b>b.8</b>	-		11			
<b>c.1</b>	19	19	37	19	95%	0%
<b>c.2</b>	35	27	47	27	34%	0%
<b>c.3</b>		9		23		156%
<b>d.1</b>	43	56	43	146	0%	161%
<b>d.2</b>				25		
<b>Instalaciones P&gt; 50 MW</b>		170		170		0%
<b>Total RD2818</b>	<b>1.939</b>	<b>2.514</b>	<b>3.630</b>	<b>4.106</b>	<b>87%</b>	<b>63%</b>
<b>RD2366+ RD2818</b>	<b>7.267</b>	<b>7.575</b>	<b>8.125</b>	<b>9.292</b>	<b>12%</b>	<b>23%</b>

## Resultados

Los resultados totales en términos de energía y coste para el año 2001 son los que se muestran en el cuadro siguiente:

		2000			2001			Variación 01/00		
		CNE	UNESA	REE	CNE	UNESA	REE	CNE	UNESA	REE
<b>Energía Excedentaria (GWh)</b>		26.854	26.821		32.360	32.721	33.345	20%	22%	
<b>Coste (MPTA)</b>		<b>268.101</b>	265.255		<b>330.373</b>	321.669		23%	21%	
<b>(PTA/kWh)</b>		<b>9,98</b>	9,89		<b>10,21</b>	9,83				
<b>RD 2366</b>	<b>Excedente (GWh)</b>	16.660	17.964		16.508	20.244		-1%	13%	
	<b>Precio (PTA/kWh)</b>	9,59	9,54		9,7	9,31		1,1%	-2,4%	
<b>RD 2818</b>	<b>Excedente (GWh)</b>	10.194	8.857		15.852	12.476		56%	41%	
	<b>Precio (PTA/kWh)</b>	10,62	10,59		10,73	10,67		1,1%	0,8%	

En la información adicional a la propuesta de RD proporcionada por el Ministerio de Economía, figura para el año 2001 una energía aportada por el régimen especial de 31.158 GWh y un coste de 302.228 MPTA, es decir, un precio medio de 9,7 pta/KWh. Dicha energía ha sido calculada aplicando un 10% de incremento a la energía prevista en el RD de Tarifas de 2000 (28.325 GWh).

La previsión de energía realizada por esta Comisión incluye la energía vertida por las instalaciones acogidas al RD 2366/94 de más de 50 MW de potencia instalada, que se verán obligadas por el RDL 6/2000 a vender su energía en el mercado de producción de electricidad. Por tanto, a la energía prevista, 32.360 GWh, habría que restarle la energía aportada por este tipo de instalaciones,

aproximadamente 1.800 GWh al año, con lo que la energía prevista por esta Comisión se acercaría mucho a la de la propuesta de RD. El cuadro siguiente muestra como se verían modificadas las previsiones anteriores considerando el citado colectivo en el mercado.

<b>Previsión realizada por la CNE descontando la energía aportada por las instalaciones del RD 2366 de P&gt;50 MW</b>			
<b>Año 2001</b>	<b>GWh</b>	<b>PTA/kWh</b>	<b>Facturación</b>
<b>RD 2366</b>	14.708	9,72	142.893
<b>RD 2818</b>	15.852	10,73	170.142
<b>TOTAL</b>	<b>30.560</b>	<b>10,24</b>	<b>313.035</b>

En cuanto al precio medio de la energía aportada por todo el régimen especial previsto en la propuesta de RD de 9,7 PTA/kWh, indicar que parece un valor difícil de conseguir teniendo en cuenta lo siguiente:

- La media del precio del año 2000 ha sido de 9,98 PTA/kWh
- Para el año 2001, la cogeneración va a representar el 60% de la energía aportada por el régimen especial
- La tarifa de la cogeneración del RD2366/94 va a incrementarse en un 1,5% respecto a 2000 y las primas del RD2818/98 en un 33,23%

Por tanto el precio medio del año 2001 debería ser superior al de 2000.

En definitiva, esta Comisión entiende que la propuesta de RD actualiza los precios y primas del año 2001 aplicando la misma metodología que en el año 2000, lo cual se ajusta a una postura correcta en términos regulatorios. En cuanto a la previsión del coste de la energía aportada por el régimen especial, el precio medio previsto de 9,7 PTA/kWh es significativamente menor que el previsto por esta Comisión 10,24 PTA/kWh, lo que junto a una previsión de energía mayor hace que el coste total previsto sea inferior únicamente en 10.000 MPTA que el calculado por la Comisión.

### ***Precio de la 1ª verificación de las instalaciones fotovoltaicas***

En relación con el precio máximo a cobrar por las empresas distribuidoras por la realización de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, establecido en la propuesta de R.D. que se informa, y con independencia de que el mismo no pueda calificarse de desproporcionado, esta Comisión estima que, al tratarse de una actividad regulada, dicho precio máximo debería ser establecido tras un análisis de los costes en los que puedan incurrir dichas empresas distribuidoras. Por ello, cada empresa distribuidora debería presentar, antes del día 31 de enero de 2001, información debidamente justificada sobre las diferentes partidas de costes que intervienen en dicho precio final, para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE.

Para sucesivos ejercicios, el precio máximo aprobado para el 2001, debería evolucionar mediante un mecanismo de actualización tipo IPC-X, revisándose el mismo al cabo de 4 años.

## **4. COMENTARIOS SOBRE OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA**

### **4.1 Comentarios a la Disposición transitoria única**

La disposición transitoria única de la propuesta de RD establece que la tarifa horaria de potencia (THP) será incompatible con los contratos de suministro de energía adicional, en línea con la disposición transitoria única punto 1 del RD 2066/1999 que indica que a partir del 1 de noviembre del año 2000 será incompatible el establecimiento de los contratos de suministro de energía adicional para las THP.

Dadas las características de estos contratos de suministro de energía adicional se ha venido observando el posible uso que determinados clientes pueden hacer de estos contratos para evitar pagar lo que les correspondería abonar a su respectiva tarifa en periodos de punta, como es el caso de las THP, o para evitar la aplicación de la interrumpibilidad en el caso de las tarifas que se benefician del descuento por interrumpibilidad. Por tanto, si bien se considera positivo establecer la incompatibilidad de estos contratos de energía adicional en el caso de las THP consideramos que debería también establecerse dicha incompatibilidad para los suministros acogidos a tarifas interrumpibles.

### **4.2 Comentarios a la Disposición derogatoria única**

En relación con la Disposición derogatoria única, debe señalarse que la misma contiene una doble corrección técnica pues, por un lado, los descuentos por interrumpibilidad y las tarifas no se derogan, sino que se suprimen mediante la derogación de las normas que los establezcan. Por otro, el tenor literal de la norma es exactamente idéntico al de la Disposición derogatoria única del Real decreto 2066/1999, que establecía la tarifa para el año 2000. Por tanto, no parece tener sentido volver a derogar lo que ya estaba derogado por norma anterior.

## **CONSIDERACIÓN FINAL**

En razón de lo que se ha expresado a lo largo del presente informe, la Comisión considera que la falta de una metodología que permita analizar los diferentes conceptos que se integran en la tarifa eléctrica, tiene como consecuencia la dificultad de realizar un examen, al tiempo concreto y global del expediente en su conjunto con conclusiones o resultados seguros.

Junto con lo anterior, y sin perjuicio de lo comentado en cada uno de los diferentes aspectos abordados en el presente informe, la Comisión Nacional de Energía reitera su parecer favorable a las variaciones tarifarias que se plantean en la propuesta de Real Decreto. En consecuencia, las medidas o acciones que pueden adoptarse como resultado del análisis del contenido de este informe, deberán tratarse de manera que no afecten a las citadas variaciones.

Esta consideración final ha sido aprobada por la mayoría de los miembros del Consejo y con el voto en contra de los Sres. Consejeros Dolader, Ruscalleda y Unda, quienes formulan el voto particular que se incorpora a continuación.

### **Voto particular a la consideración final relativa al reparto entre los consumidores de la rebaja media del 2,2%.**

Los consejeros Jordi Dolader i Clara, Sebastià Ruscalleda i Gallart y Juan Ignacio Unda Urzaiz opinamos que existen razones regulatorias y de mercado

que aconsejan, en aras a mantener los principios de objetividad y no discriminación, proceder a una distribución de las rebajas de tarifas distinta de la propuesta por el Ministerio de Economía.

Nuestra opinión es que, a falta de una metodología tarifaria que propondrá la CNE a lo largo del año 2001, no existen razones objetivas para discriminar a unos consumidores respecto a otros, con la excepción de la tarifa G.4 que es claramente discriminatoria por no cubrir sus costes.

En estas circunstancias, proponemos, respetando la rebaja media del 2,2%, que la rebaja de tarifas resultantes del expediente, al que deseamos que se incorporen las mejoras que en este informe se detallan, se repartan de manera uniforme entre todos los consumidores, con excepción de la G.4, de manera que la rebaja media de tarifas para todos los consumidores, en la excepción citada, sea del 2,3%, por las siguientes razones de trato no discriminatorio y de oportunidad.

En la tabla nº 1 puede verse como la propuesta de reducción de las tarifas de baja tensión para consumidores domésticos es del 4%, mientras que la reducción de tarifas para el resto de consumidores en baja tensión es del 0%.

Tabla nº 1

	2000 (R.D. 2066/99)	Propuesta 2001	Propuesta Voto Particular
❖ Consumidores domésticos	-2,1%	-4%	-2,3%
❖ Resto de consumidores de baja tensión	0%	0%	-2,3%
❖ Consumidores de AT excepto G.4	+2%	+1,5%	-2,3%
❖ G.4	0%	+1,5%	+ 1,5%
❖ Promedio de consumidores a tarifa	-1%	-2,2%	-2,2%

Entendemos que esta propuesta es discriminatoria para las pequeñas industrias y servicios suministrados en baja tensión ya que se encuentran en las mismas circunstancias que los consumidores domésticos, en relación con las razones esgrimidas por el representante del Ministerio de Economía en el Consejo Consultivo para justificar el distinto tratamiento de los consumidores domésticos de los de alta tensión.

En efecto, la razón aducida fue que los consumidores domésticos no pueden acceder al mercado hasta el 1 de enero de 2003, mientras que los consumidores de alta tensión pueden intentar encontrar en el mercado mejores precios que los de las tarifas.

Siendo así que los consumidores en tarifas 3.0 y 4.0, fundamentalmente pequeñas industrias y servicios, tampoco pueden acceder al mercado hasta la citada fecha, es forzoso que sean tratados de la misma manera que los consumidores domésticos.

T

Tampoco se puede argumentar que reciben ahora peor trato porque en el pasado han resultado beneficiados por una mayor rebaja en sus precios de la electricidad.

En la tabla nº 2 puede verse que, aunque la rebaja de tarifas que han experimentado estos consumidores desde el 1996 (el 19,61%) es superior al experimentado por los consumidores domésticos (17,68%), los precios medios de la electricidad en PTA/kWh efectivamente pagados han descendido en la misma proporción (20,64% para los consumidores domésticos frente al 20,68% para el resto de los consumidores en baja tensión).

Tabla nº 2

**EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS**

Tipo consumidor	Año 1.996	Año 1.997	Año 1.998	Año 1.999	Año 2.000	VAR. 00/96
<b>Doméstica (2.0)</b>	100	96,90	92,50	86,14	82,32	-17,68
<b>Pequeña ind. y servicios (3.0 y 4.0)</b>	100	92,00	87,75	82,39	80,39	-19,61
<b>PYME ind. y serv. (A.T.1.1)</b>	100	92,00	85,86	81,92	81,56	-18,44

**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD. Pta./KWh.**

Tipo consumidor	Año 1.996	Año 1.997	Año 1.998	Año 1.999	Año 2.000(*)	VAR. 00/96
<b>Doméstica (2.0)</b>	20,81	20,22	19,21	17,77	16,51	-20,64
<b>Pequeña ind. y servicios (3.0 y 4.0)</b>	19,50	17,91	16,98	15,87	15,47	-20,68
<b>PYME ind. y serv. (A.T.1.1)</b>	14,70	13,48	12,50	11,98	12,22	-16,85

(\*) Datos a junio 2.000. En pesetas constantes, de 1.996  
Impuesto de la electricidad incluido

Tampoco existen argumentos para concluir que las tarifas de alta tensión de un grupo tan representativo de consumidores como son los de la tarifa 1.1 deben aumentar ahora porque en el pasado se han reducido más, ya que como

puede verse en la tabla nº 2 la reducción de sus precios medios en PTA/kWh ha sido inferior a la experimentada por los consumidores en baja tensión

Por otra parte existen razones de oportunidad para no incrementar la tarifa de los consumidores en alta tensión.

Como puede observarse en la tabla 1, la tarifa de alta tensión para el año 2000 se subió un 2%, mientras que la de los consumidores domésticos bajó el 2,1% y los consejeros que suscribimos este voto particular estuvimos de acuerdo en esta discriminación porque, en aquellos momentos, el mercado estaba ofreciendo precios muy ventajosos respecto a las tarifas y entendimos que esto era un estímulo positivo para que en julio de 2000 los consumidores en alta tensión pudieran pasar a mercado.

Las circunstancias han cambiado sustancialmente: los consumidores cualificados que están renegociando sus contratos a lo largo del último trimestre de este año se están encontrando con aumentos de precios que van desde el 15% hasta el 20%, como se puso de manifiesto en el Consejo Consultivo.

En estas circunstancias la subida de las tarifas de alta tensión es una señal que no invitará a los comercializadores a moderar sus ofertas, ya que la subida de tarifas dificulta que algunos consumidores puedan utilizar la tarifa como refugio ante las ofertas recibidas.

Aunque la situación dista mucho de ser general, algún consumidor que estaba en el mercado se han pasado otra vez a tarifa y otros no han encontrado ofertas mejores que sus tarifas para algunos de sus puntos de suministro.

Por tanto, de la misma manera que la discriminación en tarifas de los consumidores en alta tensión premió el año pasado el esfuerzo que hicieron las comercializadores para poder ofrecer precios de mercado atractivos, en este

momento en que parece que ha disminuido la competencia entre comercializadores, debería darse una señal tarifaria adecuada y es por esto que, no existiendo razones regulatorias que indiquen que estas tarifas puedan estar subvencionadas, proponemos que disminuyan en igual proporción que el resto de tarifas como señal regulatoria ante el aumento de precios que se están observando en el mercado minorista.