Comisión Nacional de Energía

Ver textos resaltados en amarillo en las páginas 42, 45 a 48, 51, 53 a 61, 63 y 66

Ver, sobre todo, el voto particular, expuesto en las páginas 127 a 129

INFORME 14/2001 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO DE TARIFA ELÉCTRICA 2002

(Aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su reunión del 26 de Diciembre de 2001)

26 diciembre 2001

ÍNDICE

1. **Introducción**
2. **Hipótesis de partida en el ejercicio tarifario 2002.**
   - 2.1. Antecedentes
   - 2.2. Previsión de demanda y consumos.
   - 2.3. Participación en el mercado.
   - 2.4. Escenario de ingresos por precios regulados.
   - 2.5. Escenario de ingresos y costes regulados del Ministerio de Economía para el año 2002.
3. **Variaciones de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso de la propuesta de R.D.**
   - 3.1. Principales cambios introducidos en la propuesta de R.D.
   - 3.2. Valoración de los precios incluidos en la propuesta.
4. **Comentarios sobre los costes asignados al sistema para el año 2002**
   - 4.1. Intercambios Internacionales
   - 4.2. La retribución del transporte
   - 4.3. La retribución de la distribución.
   - 4.4. La retribución de la gestión comercial y de la demanda.
   - 4.5. Costes permanentes del sistema
   - 4.6. Costes de Transición a la Competencia
   - 4.7. Costes de Diversificación y seguridad de abastecimiento
5. **Otros aspectos de la propuesta**
   - 5.1. Comentarios a la disposición derogatoria única
   - 5.2. Medidas necesarias para hacer factible la elegibilidad total en el año 2003

CONSIDERACIÓN FINAL

ANEXOS

Anexo I – Comentarios a la aplicación de la decisión de la Comisión Europea del 25/07/2001 a algunos aspectos de los CTC en relación con el expediente de tarifa del 2002

Anexo II – Comentarios sobre la cuota de CTC que se aplica a las tarifas de acceso

Anexo III – Informe sobre el borrador de acuerdo de ETSO sobre compensación de costes por la utilización de redes en transacciones transfronterizas.

Anexo IV – Elegibilidad 2003. Estructura del nuevo Sistema, Actuaciones y Cambios Normativos

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 26 de diciembre de 2001, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

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

El día 19 de diciembre de 2001 se recibió en la Comisión Nacional de Energía la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002. Este documento fue remitido para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo por trámite de urgencia.

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

Lo anterior es igualmente reproducible a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Electricidad, dada la trascendencia que tiene la propuesta tarifaria, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas como para establecer la repercusión que tiene su financiación, mediante tarifas integrales y de acceso, sobre los distintos colectivos de consumidores. Se anexan al presente informe, las alegaciones recibidas de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2002, en los últimos meses la CNE ha venido solicitando a distintos agentes del sector una serie de datos, utilizados para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el año próximo y a los que se hace referencia en el presente informe.

Esta Comisión ha puesto a disposición del personal de la Dirección General de Política Energética y Minas no sólo la información recabada de los distintos agentes del sector para realizar el informe sobre la propuesta de RD, sino también las estimaciones de algunos capítulos de costes regulados, el escenario de elegibilidad, los consumos e ingresos por grupos tarifarios previstos para el sector según el cierre del 2001 y el 2002. En este sentido cabe indicar que algunos conceptos de costes de 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.

Por otra parte esta Comisión valora positivamente el detalle de toda la documentación de acompañamiento a la propuesta que ha remitido el Ministerio de Economía, la cuál ha sido fundamental para analizar y valorar los supuestos incorporados en su propuesta.

En la reunión del Consejo Consultivo de Electricidad del día 20 de diciembre de 2000, para discutir la propuesta de RD de tarifa 2001, se puso de manifiesto por distintos miembros del mismo, la incertidumbre que siempre precede a la revisión de tarifas debido a la carencia de una metodología tarifaria que fundamente las distintas variaciones en las tarifas integrales y de acceso que se proponen para el año siguiente.

En este sentido, y a petición del Secretario de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, esta Comisión ha elaborado una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso.

Tras considerar las alegaciones de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, reunido el 4 de octubre de 2001, esta Comisión envió la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a redes, aprobada por el Consejo de Administración el 22 de noviembre de 2001, al Ministerio y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad los días 3 de diciembre y 10 de diciembre, respectivamente.

La propuesta de la CNE es parte necesaria de una metodología general tarifaria que comprenda procedimientos transparentes y objetivos sobre los que, en opinión de esta Comisión, se podrían realizar las futuras revisiones de las tarifas.

El principal objetivo de la propuesta de metodología para determinar las tarifas de acceso a redes de la CNE es hacer explícito los criterios de asignación de costes para determinar las tarifas de acceso. Esta Comisión considera que para fomentar la eficiencia energética en el consumo de electricidad, las tarifas de acceso e integrales deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. Por otra parte, esta Comisión opina que la globalidad y coherencia para establecer las tarifas de acceso, tanto de los consumidores acogidos a tarifas integrales, como de los que están en el mercado, es un requisito necesario para

lograr la recuperación de los costes del sistema. Estos dos elementos – que las tarifas de acceso reflejen los costes y que los pagos por los servicios de redes sean iguales para los consumidores a mercado y a tarifa integral – fundamentan la propuesta de la CNE.

Esta Comisión considera que las variaciones tarifarias introducidas anualmente en todo ejercicio tarifario deben responder a una metodología de reparto de todos los costes regulados entre los distintos suministros, en lugar de continuar con el procedimiento actual en el que se establecen unas variaciones tarifarias y se ajustan los ingresos previstos a los costes regulados mediante la partida de costes CTC por diferencias.

El informe se articula de la siguiente forma. En el apartado 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario y se valoran las principales hipótesis respecto al escenario de elegibilidad y previsiones de consumos, ingresos y costes regulados que recoge la propuesta de Real Decreto del Ministerio de Economía. Se considera que, dado que el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, es crucial especificar las hipótesis de partida que justifican el escenario de ingresos y costes para establecer las tarifas eléctricas 2002.

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

En el apartado 4, se analizan en detalle los costes asignados a las distintas actividades eléctricas para el año 2002 y aquellos aspectos que, en opinión de esta Comisión, deberían tenerse en cuenta en el desarrollo de la regulación de las distintas actividades eléctricas.

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

2. HIPÓTESIS DE PARTIDA EN EL EJERCICIO TARIFARIO 2002

2.1 Antecedentes

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

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 generación, como actividad en competencia, y por otra, qué ingresos, por aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, se espera obtener de los consumidores que vayan a acogerse a tarifa integral o a mercado, para valorar la recuperación de los costes regulados.

Este planteamiento explica que la propuesta de RD que se somete a informe se refiera tanto a tarifas integrales como a tarifas de acceso, en la medida en que la facturación de aplicar dichos precios regulados a ambos colectivos de clientes deberá permitir recuperar todos los costes regulados, es decir, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y de generación imputables a los clientes acogidos a tarifa integral previstos para el año 2002.

Para comparar los costes regulados previstos para el año 2002, con el escenario de ingresos dado por las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD es preciso facturar los consumos y potencias previstos para el año 2002, tanto de los suministros a tarifa integral como de los clientes que estarán en el mercado.

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

La coherencia entre las estructuras de tarifas de acceso e integrales unido a la concreción de una metodología explícita de cálculo tarifario son dos elementos que, en opinión de esta Comisión, permitiría que los informes sobre propuestas de tarifas de los años venideros se realicen con menores incertidumbres que las existentes hasta la fecha.

En la medida en que la determinación de las tarifas es un ejercicio de previsión, el punto de partida del informe es analizar las hipótesis de partida planteadas para establecer las tarifas integrales y de acceso del año 2002. En particular, se valoran las previsiones sobre demanda, consumos, participación en el mercado e ingresos contenidas en la información que acompaña a la propuesta de RD.

2.2 Previsión de demanda y consumos

Demanda en barras de central

En los siguientes cuadros se presentan las previsiones de demanda en barras de central peninsular de los ejercicios tarifarios 2001 y 2002 aportadas por el

Ministerio de Economía, así como las correspondientes estimaciones realizadas por REE.

Se observa que la previsión de cierre más probable para el 2001, realizada a finales del presente año por REE (205, 3 TWh), es menor que la prevista por el Ministerio para la tarifa 2001 (207,6 TWh).

Demanda en barras de central 2001

Escenarios para el año 2001.
Información disponible a noviembre de 2000

Previsiones REE	Superior	Central	Inferior
GWh	211.435	*207.848*	204.713
Demanda 2001/2000 (%)	8,4%	*6,6%*	5,0%
Previsión MINECO (tarifa 2001)			
GWh		*207.649*	
Demanda 2001/2000 (%)		*6,5%*	

Fuentes: Ministerio de Economía y REE.

Escenario más probable de cierre 2001.
Información disponible a noviembre de 2001

Previsiones REE	
GWh	*205.322*
Demanda 2001/2000 (%)	*5,3%*

Fuente: REE

En la información aportada por el Ministerio de Economía se presenta una previsión de demanda en barras de central para el año 2002 de 214.693 GWh, lo que representa un crecimiento con respecto a la demanda prevista por el Ministerio de Economía en la tarifa del año 2001 del 3,4% y del 4,6% con respecto al cierre más probable estimado para el 2001.

Demanda en barras de central 2002

Escenarios para el año 2002. Información disponible a noviembre de 2001			
Previsiones REE	**Superior**	**Central**	**Inferior**
GWh	216.820	*213.946*	210.455
Demanda 2002/2001 (%) (1)	5,6%	*4,2%*	2,5%
Previsión MINECO (tarifa 2002)			
GWh		*214.693*	
Demanda 2002/2001 (%) (1)		*4,6%*	
Demanda 2002/2001 (%) (2)		3,4%	

(1) Sobre cierre más probable de REE en 2001

(2) Sobre previsión MINECO tarifa 2001
Fuentes: Ministerio de Economía y REE

REE estima según su escenario denominado central y, teniendo en cuenta una moderación en el ritmo de crecimiento de la actividad económica previsto para el 2002, una demanda en barras de central de 213.946 GWh, lo que supone un crecimiento del 4,2% respecto al cierre más probable de 2001. Esta tasa de crecimiento de demanda en barras de central de REE (escenario central) para el año 2002 es la que la CNE adopta en su escenario tarifario 2002.

Consumos

Según la información que proporciona el Ministerio la demanda peninsular en abonado final prevista para el año 2002 asciende a 197.425 GWh, lo que supone un crecimiento del 3,3% respecto a la previsión de la tarifa 2001.

Por otra parte, la previsión que presenta esta Comisión del consumo de electricidad peninsular de clientes nacionales, esto es, eliminando las exportaciones de energía eléctrica, asciende a 194.739 GWh, lo que conlleva un crecimiento del 4,1% respecto al cierre de consumo esperado para el 2001. Dicha previsión se ha realizado teniendo en cuenta la evolución del consumo de los

distintos grupos tarifarios registrado hasta octubre del año 2001, tanto de clientes a tarifa integral como de clientes a mercado, y considerando los cierres de demanda en barras de central para los años 2001 y 2002 previstos por REE.

El coeficiente medio implícito de pérdidas de la demanda en barras de central respecto al consumo de los clientes nacionales según el escenario de la CNE es un 9,9% para el año 2002, tasa que se supone similar a la del año 2000, último año con información completa disponible de consumos. Este porcentaje es superior al presentado por el Ministerio para el año 2002 (8,7%).

Es importante subrayar que la tasa de crecimiento del consumo de electricidad de clientes nacionales estimado por la CNE para el año 2002 (4,1%) es menor que las registradas en años anteriores, en correspondencia con el escenario de desaceleración económica previsto para el año 2002 tanto para España como para el resto de países del entorno, cuya incidencia en la actividad industrial y en los servicios, tendrá un efecto moderador en la demanda de electricidad de dichas ramas de actividad económica.

Escenario de la CNE cierre 2001 y 2002: Demanda en barras de central, consumos y coeficiente medio de pérdidas

	Demanda en barras central (GWh) (1)	Consumos			Coeficiente medio pérdidas (%) [(1)/(2)]-1
		Clientes nacionales (GWh) (2)	Exportaciones (GWh) (3)	Total (GWh) (4)	
1998	173.020	158.262	569	158.831	9,3%
1999	184.365	168.135	1.754	169.889	9,7%
2000	194.992	177.488	3.668	181.156	9,9%
2001 (p)	205.322	186.972	3.835	190.807	9,8%
2002 (CNE)	213.946	194.740	3.912	198.651	9,9%
2002 (MINECO)	214.693	197.425	n.d.	n.d.	8,7%

Notas:

2001 (p).Previsión demanda b.c. de REE escenario más probable a noviembre de 2001 y consumos previstos CNE.

2002 (CNE).Previsión demanda b. c. de REE escenario central y consumos previstos CNE.

2002 (MINECO).Previsión demanda b. c. y consumos de MINECO.
Fuentes: MINECO, REE y CNE.

En consecuencia, como se puede comprobar en el cuadro anterior, la previsión del consumo peninsular de clientes nacionales para el año 2002 presentada por el Ministerio de Economía supera en 2.686 GWh la previsión de la CNE.

Las diferencias en el consumo de electricidad y su composición por grupos tarifarios estimado por el Ministerio de Economía y por esta Comisión explican la diferencia de ingresos previstos en ambos casos para el año 2002.

2.3 Participación en el mercado

En la documentación aportada por el Ministerio, que acompaña a la propuesta de RD referente a los ingresos del sistema, se indica que el 30,5% del total de la demanda en abonado final irá al mercado en el año 2002.

Esto significa que, como resultado de la previsión de precios de mercado para el 2002, del calendario de elegibilidad vigente (toda la alta tensión es elegible) y de

la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la presente propuesta de RD, el Ministerio estima que el consumo de los clientes que acuden al mercado en el año 2002 asciende a 60.233 GWh, mientras que 137.192 GWh, esto es, el 69,5% restante, permanece acogido a tarifa integral.

Comparando los escenarios de participación en el mercado previstos por el Ministerio en los ejercicios tarifarios del 2001 y del 2002 cabe destacar el menor consumo de los clientes en el mercado, y por tanto, la menor participación en el mercado, en el 2002 respecto a lo previsto en el 2001.

Previsión de participación en el Mercado del MINECO en las Propuesta R.D. 2001 y 2002

	Propuesta R.D. Tarifas 2001		**Propuesta R.D. Tarifas 2002**		
	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema	Participación en el Mercado Enero-Agosto 2001
Clientes cualificados	62.694	32,8%	60.233	30,5%	30,5%
Clientes a Tarifa	128.416	67,2%	137.192	69,5%	69,5%
Total	***191.110***	***100,0%***	***197.425***	***100,0%***	***100,0%***

Fuente: MINECO

Es importante destacar que la participación efectiva en el mercado dependerá de forma esencial del escenario de precios de la energía que se suponga inicialmente para establecer la tarifa eléctrica, así como de las tarifas integrales y de acceso que se vayan a aplicar a los consumidores.

Por otra parte, hay que evaluar si estos consumidores tendrán incentivos reales a salir al mercado, en la medida en que la participación efectiva en el mercado dependerá 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.

Teniendo en cuenta, tanto la evolución de precios de mercado registrada en el año 2001, como la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, esta Comisión ha estimado el escenario de elegibilidad que se muestra en el siguiente cuadro.

Previsión de participación en el Mercado de la CNE. Años 2001 y 2002

	2001		2002	
	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema	Consumo (GWh)	% s/Total Sistema
Clientes cualificados	57.158	30,6%	60.313	31,0%
Clientes a Tarifa	129.814	69,4%	134.427	69,0%
Total	***186.972***	***100,0%***	***194.740***	***100,0%***

Fuente: CNE

Cabe destacar que, si bien el consumo nacional previsto por la CNE es inferior al del Ministerio, el consumo de clientes en el mercado es similar al previsto por el Ministerio de Economía para el año 2002 (60.313 GWh *versus* 60.233 GWh).

Para llegar al escenario de participación en el mercado presentado por esta Comisión, se han tenido en cuenta, además, los siguientes aspectos:

- En primer lugar, esta Comisión valora que la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD no va a fomentar significativamente la participación en el mercado de los clientes elegibles en el 2002, en parte, porque aquellas tarifas de acceso que disminuyen respecto a las vigentes son

las de baja tensión (grupos 2.0A y 3.0A), las cuales se aplican a consumidores que no serán elegibles hasta el año 2003 y, en parte, porque los aumentos de las tarifas integrales de la propuesta de RD no son suficientemente significativos para que los consumidores elegibles que permanecen acogidos a tarifas integrales decidan acudir al mercado.

- En segundo lugar, la aplicación del artículo 10 del RD 1164/2001, permite a aquellos clientes que cumplen las condiciones indicadas en dicho artículo, acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales (tarifa de acceso 6.5). Dicha opción ya fue establecida por el RD-L 6/2000, en su artículo 22.

  En la medida en que dicha tarifa de acceso es muy inferior a lo que pagarán aquellos clientes que están conectados al mismo nivel de tensión pero que no cumplan las condiciones del artículo 10 del RD 1164/2001, *a priori*, debería suponer un incentivo para que los consumidores que puedan acogerse a la tarifa de acceso 6.5 acudan al mercado.

  No obstante, según la información disponible sobre consumos en el 2001, la aplicación de dicho artículo ha tenido efecto, en su mayor parte, sobre clientes que ya estaban en el mercado.

  Por tanto, si bien el efecto de los potenciales clientes que cumplen la condición del artículo 10 del RD 1164/2001 es muy importante – el Ministerio estima que 36.311 GWh, lo que supone el 18,4% del total de la demanda en abonado final para el 2002, podría acogerse a la tarifa de acceso 6.5 –, el resultado de una mayor participación efectiva en el mercado de los clientes en tarifa integral que puedan acogerse a la tarifa de acceso de conexiones internacionales no es significativo. En definitiva, como se analiza en el epígrafe 3.2 del presente informe, la mayor parte de estos clientes tiene un pago de acceso implícito en

sus tarifas integrales inferior al de la tarifa de acceso 6.5 (0,2 PTA/kWh), por lo que no tendrán incentivos económicos a acudir al mercado.

- En tercer lugar, se tiene información referente al colectivo de consumidores cualificados que estaba en el mercado y que ha solicitado, a finales del año 2001, por aplicación de la disposición transitoria única del RD 3490/2000, acogerse a las tarifas integrales THP e interrumpibles, a las que ya estaban acogidos con anterioridad al 31 de diciembre de 1999.

  La disposición transitoria primera, puntos 2 y 3, de la propuesta de RD permite a los clientes acogidos a tarifas THP e interrumpibles con anterioridad al 31 de diciembre de 1999 y hasta el 1 de enero de 2007, permanecer acogidos a estas tarifas integrales. Según la información disponible, el efecto del retorno a la tarifa integral de los consumidores que estaban en el mercado supone una menor participación en el mercado respecto al ejercicio 2001, que esta Comisión ha valorado en unos 600 GWh para el año 2002.

  El retorno de estos grandes clientes a las tarifas integrales interrumpibles y THP explica que tanto en el escenario de ingresos de la CNE como del Ministerio, el ingreso medio de facturar a los clientes a tarifa integral sea menor que el previsto en el año 2001 y que, por otra parte, el ingreso medio obtenido de facturar a las tarifas de acceso sea más elevado en el 2002 que el previsto en el año 2001.

2.4. Escenario de ingresos por precios regulados

En lo que respecta a los ingresos previstos por el Ministerio para el año 2002 por facturar a los dos colectivos de consumidores, esto es, a mercado y a tarifa integral, el Ministerio estima que de los ingresos totales del sistema, que cifra en 13.457 M€, un 22% provendrá de los clientes cualificados. De los ingresos a obtener de los clientes cualificados, un 29% corresponderá a la facturación por tarifas de acceso, mientras que el resto se destinará a sufragar su coste de energía incluyendo la moratoria nuclear sobre el mismo.

En consecuencia, según las estimaciones del Ministerio, el precio medio del colectivo de consumidores que acuda al mercado, ascenderá a 4,95 cent €/kWh, de los cuales 1,43 cent €/kWh corresponderán al pago por acceso y 3,52 cent €/kWh al coste de la energía.

Facturación prevista de clientes a mercado y a tarifa integral

	Propuesta R.D. Tarifas 2002				
	Consumo (GWh)	Ingresos (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Ingresos (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
Clientes cualificados	***60.233***	***495.739***	***8,23***	***2.979***	***4,95***
Facturación de Mercado		352.845	5,86	2.121	3,52
Facturación de Acceso		142.894	2,37	859	1,43
Clientes a Tarifa	***137.192***	***1.743.383***	***12,71***	***10.478***	***7,64***
Total	**197.425**	**2.239.122**	**11,34**	***13.457***	***6,82***

Fuente: MINECO

De todos los ingresos del sistema, según el escenario del Ministerio para el año 2002, los ingresos previstos por precios regulados de la propuesta de RD, esto es, lo que se obtendrá de la facturación por las tarifas integrales a los clientes

acogidos a dicho sistema, como por las tarifas de acceso a los clientes que están en el mercado, asciende a 11.337 M€ (10.478 M€ + 859 M€).

Facturación prevista de los clientes a mercado y a tarifa integral

	Previsión CNE 2002				
	Consumo (GWh)	Ingresos (MPTA)	Precio Medio (PTA/kWh)	Ingresos (M€)	Precio Medio (Cent €/kWh)
Clientes cualificados	***60.313***	***496.578***	***8,24***	***2.984***	***4,95***
Facturación de Mercado		351.208	5,82	2.111	3,50
Facturación de Acceso		145.370	2,41	874	1,45
Clientes a Tarifa	***134.427***	***1.717.934***	***12,78***	***10.325***	***7,68***
Total	**194.740**	**2.214.512**	**11,37**	***13.309***	***6,83***

Fuente: CNE

Dado que la Comisión estima, por una parte, una menor demanda en abonado final y, por otra parte, un desglose del consumo entre grupos tarifarios diferente que el Ministerio de Economía, se observa una discrepancia entre los ingresos estimados por ambos. En particular, los ingresos previstos al aplicar las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD por esta Comisión (11.199 M€) son menores en unos 138 M€ que los del Ministerio.

Estos ingresos previstos por facturar a las tarifas integrales y a las tarifas de acceso de la propuesta, son los que estarán sujetos a la liquidación de los costes de las actividades reguladas, esto es, servirán para retribuir la actividad del transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, los permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y el coste de generación de clientes a tarifa integral.

2.5. Escenario de ingresos y costes regulados del Ministerio de Economía para el año 2002

Si bien en el epígrafe 4 del presente informe se analizan en detalle algunos conceptos de coste de la propuesta de RD, en el presente epígrafe se compara la previsión de la facturación por tarifas de acceso e integrales junto con la cuantía de los costes regulados, esto es, del transporte, distribución, gestión comercial con cargo a distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y el coste de generación de clientes a tarifa integral (incluyendo la moratoria nuclear correspondiente) estimados por el Ministerio para el año 2002.

Se considera que el ejercicio tarifario debe realizarse comparando los ingresos por facturar tarifas integrales y de acceso con los costes regulados, según un escenario de elegibilidad previsto, en la medida en que este marco es el que se adapta al de liquidaciones de las actividades reguladas.

Escenario Ministerio de Economia 2002: Costes regulados e Ingresos por facturar tarifas de acceso e integrales

Costes Regulados	%/PTA/kWh	GWh	MPTA	M€
Costes de Acceso			***923.361***	***5.550***
Transporte			***105.649***	***635***
Distribución			***449.371***	***2.701***
Gestión comercial por clientes acceso			***42.573***	***256***
Costes permanentes			***119.203***	***716***
Cuotas			***38.365***	***231***
Compensación extrapeninsulares			33.480	201
Operador del Sistema			1.700	10
Operador del Mercado			1.700	10
Comisión Nacional de Energía (tasa)			1.485	9
CTC			***80.838***	***486***
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento			***53.566***	***322***
Cuotas			***20.879***	***125***
Stock básico del uranio			-	
2ª parte del ciclo de combustible nuclear			18.079	109
Interrumpibilidad, Régimen especial y CC			2.800	17
Moratoria sobre facturación acceso	3,54%		***32.687***	***196***
Prima régimen especial			***153.909***	***925***
Ingresos por Exportaciones			***- 910***	***- 5***
Coste de Generación de Clientes a tarifa Integral			***962.469***	***5.785***
Coste de Energía			***928.397***	***- 5.580***
Consumo a tarifa integral		137.192		
Pérdidas Tarifa integral	10,0%			
Demanda bc de clientes a tarifa integral		150.911		
PM Final de clientes a tarifa integral	6,15			
Moratoria Nuclear sobre facturación generación tarifa integral	3,54%		***34.072***	***205***
Coste de Gestión Comercial de clientes a tarifa integral			***-***	
TOTAL COSTES REGULADOS			***1.885.829***	***11.334***

Ingresos Regulados	%/ PTA/kWh	GWh	MPTA	M€
Por Clientes a Tarifa Integral	12,71	***137.192***	***1.743.383***	***10.478***
Por Clientes a Mercado	2,37	***60.233***	***142.894***	***859***
Participación en el mercado	30,5%			
TOTAL INGRESOS REGULADOS	***9,55***	***197.425***	***1.886.277***	***11.337***

DIFERENCIA ENTRE INGRESOS Y COSTES REGULADOS	***448***	***3***

Fuente: MINECO

Nota: se suponen pérdidas de clientes a tarifa integral del 10% (CNE).

De la información que acompaña la propuesta de RD, se concluye que la previsión del Ministerio sobre costes totales regulados es de 11.334 M€ (1.885.829 MPTA), desglosados en:

- 5.550 M€ (923.361 MPTA) de costes de acceso
- 5.785 M€ (962.469 MPTA) de costes de generación de clientes a tarifa, de los cuales 205 M€ (34.072 MPTA) es el coste de moratoria nuclear.

No se incluye ninguna cantidad de coste de gestión comercial de clientes a tarifa integral debido a que, si bien el RD 1164/2001 define únicamente como coste de acceso el correspondiente a los clientes en el mercado[1], en la información que acompaña la propuesta del Ministerio la totalidad del coste de gestión comercial a distribuidores se incluye como coste de acceso.

Se ha tenido en cuenta como un menor coste de acceso del sistema aquellos ingresos procedentes de las exportaciones previstos por el Ministerio para el 2002. Esto supone que el coste total con cargo a tarifas de acceso asciende a 5.550 M€ (923.361 MPTA), es decir, 5.555 M€ (924.271 MPTA) menos 5 M€ (910 MPTA) por exportaciones. Dichos ingresos son obtenidos de aplicar la tarifa de acceso 6.5 de la Propuesta de RD. No obstante, en aplicación del contenido del acuerdo de ETSO sobre compensación de costes por la utilización de redes y transacciones transfronterizas, el pago a imputar por las exportaciones asciende a 1 €/MWh (0,17 PTA/kWh) en lugar de la tarifa de acceso de seis periodos tarifarios (0,2 PTA/kWh) que, según el artículo 6.4 del RD 1164/2001, se aplicaría a las exportaciones. (Véase punto 5.1 del presente informe).

[1] El artículo 2 del RD 1164/2001 especifica como coste que incluirá las tarifas de acceso los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.

El cuadro anterior muestra los distintos conceptos de costes regulados (11.334 M€ en total) y la cifra estimada de ingresos a obtener por las tarifas de acceso e integrales de la propuesta de RD (11.337 M€), según los datos previstos por el Ministerio para el año 2002.

Si bien todo ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, lógicamente se debe considerar el escenario más realista posible de los ingresos y costes del sistema. En este sentido, para que las tarifas (integrales y de acceso) que establezca el Ministerio permitan recuperar todos los costes regulados, esta Comisión considera que el escenario tarifario del Ministerio debería incluir los siguientes aspectos.

1. El precio medio de generación de los clientes a tarifa integral implícito en el escenario tarifa 2002 del Ministerio de Economía es de 6,15 PTA/kWh[2], dato inferior al registrado en los dos últimos años (6,9 PTA/kWh en el año 2000 y 6,47 PTA/kWh enero- noviembre de 2001).

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

AÑO	PTA/kWh	Cent€/kWh
1998	5,87	3,53
1999	6,14	3,69
2000	6,91	4,15
Enero - Noviembre 2001	6,47	3,89

Fuente: OMEL

[2] Datos del MINECO tarifa 2002:

- Energía en consumo de clientes en tarifa integral = 137.192 GWh.
- Energía en b.c. de clientes a tarifa integral = 150.911 GWh (pérdidas 10%).
- Coste de generación imputado a clientes a tarifa integral = 928.397 MPTA, resultado de:

  Coste de producción (1.423.087 MPTA)
  - Prima del Régimen Especial (153.909 MPTA)
  - Coste de generación de clientes a mercado (340.781 MPTA)
  = Coste de generación imputado a clientes a tarifa integral (928.397 MPTA)

  Precio medio de generación de clientes a tarifa integral =(928.397 MPTA/150.911GWh) 6,15 PTA/kWh.

Esta Comisión considera, a la vista de los datos registrados en los dos últimos años, que la mejor previsión del precio medio de la generación de los clientes a tarifa integral para el año 2002 está en el entorno de las 6,3 PTA/kWh y las 6,4 PTA/kWh. Esta apuesta del precio medio de generación de los clientes a tarifa integral acorde con los datos registrados en los dos últimos años, supone un mayor coste de generación de clientes a tarifa integral respecto a la previsión inicial del Ministerio entre 139 M€ y 233 M€ (23.297 MPTA y 38.808 MPTA), dependiendo del precio medio considerado (6,3 PTA/kWh y 6,4 PTA/kWh, respectivamente).

Es importante señalar que el precio medio de generación de clientes a tarifa integral es superior al precio de mercado debido, fundamentalmente, a la mayor imputación del pago de garantía de potencia a estos clientes respecto a los cualificados. La discriminación en la imputación del pago por garantía de potencia a los consumidores de tarifa integral respecto a los clientes en el mercado es un aspecto que ha sido criticado en sucesivos informes de la CNE. Esta Comisión, considera que se deben aplicar los mismos pagos por garantía de potencia a todos los consumidores, independientemente de que los dientes estén acogidos a tarifa integral o que acudan a mercado, incluso, si su energía corresponde a contratos bilaterales.

2. Según la CNE, la prima del régimen especial es superior a la prevista por el Ministerio en 12 M€ (2.029 MPTA). Este mayor coste está explicado en detalle en el epígrafe 4.7.3 del presente informe.

3. Los costes de distribución y gestión comercial a distribuidores propuesto por el Ministerio para el año 2002 se obtiene de aplicar una tasa de crecimiento de la demanda en barras de central del 3,3%, si bien dicha tasa calculada sobre la mejor previsión de cierre de demanda en barras de central para el año 2001 es superior (4,2%). La aplicación de dicha tasa de crecimiento supone un mayor

coste sobre el escenario inicial del Ministerio de 8 M€ (1.315 MPTA). Este mayor coste de distribución y gestión comercial estimado por la CNE, junto con el efecto sobre la retribución en la distribución de la disminución de los precios de contadores, son explicados en detalle en el epígrafe 4.3 y 4.4 del presente informe.

Estos aspectos considerados por la CNE suponen unos mayores costes respecto a los previstos por el Ministerio para el año 2002, de 253 M€ (42.038 MPTA), lo cual, de no introducir variaciones tarifarias añadidas a las de la propuesta de RD, supondría que la previsión inicial del Ministerio de los CTC tecnológicos por diferencias de 360 M€ (59.838 MPTA), quedaría reducida en 106 M€, (17.686 MPTA). Es decir, todos estos factores considerados por la CNE explican la falta de ingresos inicialmente para llegar a compensar los CTC máximos previstos en la propuesta de RD.

Según la previsión de consumos de la CNE, los ingresos regulados ascenderían a 11.199 M€, lo que supone 138 M€ menos que los ingresos previstos por el Ministerio para el año 2002. En resumen, según la previsión de la CNE sobre los ingresos a facturar por las tarifas integrales y de acceso de la propuesta - cifra inferior a la prevista por el Ministerio para el año 2002 - y corrigiendo los costes regulados por los factores mencionados anteriormente, los CTC tecnológicos por diferencias podrían ascender a -32 M€ (-5.287 MPTA).

Previsión de los CTC tecnológicos por diferencias escenario Propuesta RD y CNE

	MPTA	M€
1. CTC máximos (Propuesta RD)	**80.838**	**486**
1.1 Stock de carbón	338	2
1.2 Prima implícita carbón autóctono	38.174	229
1.3 Reducción prima decisión CE 27/7/01	-2.902	-17
1.4 Descuento por imputar CTC a energía importada países UE	-14.611	-88
1.5 Resto CTC tecnológicos por diferencias	59.838	360
2. Mayores costes previstos CNE	**42.152**	**253**
2.1 Retribución a la Distribución y Gestión Comercial a distibuidores (*)	1.315	8
2.2 Prima Régimen Especial	2.029	12
2.3 Coste de generación clientes a tarifa integral (6,4 PTA/kWh)	38.808	233
3. Menores ingresos previstos CNE	**22.973**	**138**
* CTC corregidos por mayores costes CNE (1.5 - 2)	17.686	106
* CTC corregidos mayores costes y menores ingresos CNE (1.5 - 2 - 3)	-5.287	-32

(*) No se ha imputado el efecto de la mayor retribución a la distribución por la merma de ingresos por alquiler de equipos de medida, estimado en 14.000 MPTA (Véase epígrafe 4.3 y 4.4).

Por último, del importe de CTC que se estima para el año 2002, se deberá descontar la parte de la prima del carbón autóctono correspondiente al año 2000 no pagada en el año 2001, en la medida que no haya ingresos suficientes para que sean liquidados durante el 2001.

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

3.1. Principales cambios introducidos en la propuesta de RD

La propuesta de RD introduce las siguientes variaciones en las tarifas integrales del RD 3490/2000:

- Mantenimiento de las tarifas integrales de baja tensión y potencia inferior a 15 kW, denominadas 1.0, 2.0 y 2.0 N.
- Subida de un 0,5% de las tarifas D.
- Subida del 1% en el resto de tarifas integrales en baja, media y alta tensión.

Como consecuencia de estas modificaciones en las tarifas integrales, la variación promedio de las tarifas para la venta de energía eléctrica es de un 0,41% de aumento respecto al año 2001, lo que en términos de ingresos supone 43 M€ (7.127 MPTA) más que lo que se obtendría de mantener las tarifas del RD 3490/2000.

Por otra parte, la propuesta de RD introduce unos nuevos precios de tarifas de acceso, en correspondencia con la estructura que establece el RD 1164/2001. Comparando las tarifas de acceso de la propuesta de RD respecto de las del RD 2820/1998, según la composición de consumos previstos por esta Comisión y realizando la comparación en términos de facturación media debido a las diferentes estructuras tarifarias, se concluye que la propuesta de RD introduce las siguientes variaciones:

- Reducción de las tarifas de acceso en baja tensión 3.0A (-13,2%) y 2.0A (-8,7%) y subida en el grupo tarifario 2.0 NA (8,3%). No obstante, es importante señalar que dichas variaciones no tendrán efecto - actualmente

no hay más de 60 GWh de consumo de baja tensión en el mercado - en el año 2002, debido a que los consumidores de baja tensión no serán elegibles hasta el 2003.

- Subida de la tarifa de acceso 6.1 de media tensión de seis periodos tarifarios (4,2%) y bajada en la tarifa de acceso de media tensión de tres periodos 3.1 A (-7,2%).
- Mantenimiento de las tarifas de acceso de alta tensión.
- Introducción de pagos por energía reactiva en las tarifas de acceso.
- Tarifas de acceso aplicables a importaciones 8,24% inferiores a las tarifas de acceso generales.

Diferencias % entre tarifas de acceso RD 2820/1998 y propuesta de RD

Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	% variac. Propuesta RD sobre RD 2820/98
2.0 A	51.717	-8,7%
2.0 NA	8.363	8,3%
3.0 A	29.702	-13,2%
3.1 A	4.540	-7,2%
6.1	53.763	4,2%
6.2	9.193	0,0%
6.3	3.385	0,0%
6.4	854	0,0%
6.5		
NT1	1.420	0,0%
NT2	6.877	0,0%
NT3	10.319	0,0%
NT4	13.742	0,0%
Total	***193.875***	***-6,7%***

(*) Consumo en abonado final excluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS. Previsión CNE 2002.

Como consecuencia de aplicar las tarifas de acceso e integrales de la propuesta de RD, según el escenario de elegibilidad previsto para el año 2002, el Ministerio presenta una variación del ingreso medio del sistema un 0,32% superior que la del año 2001.

Evolución del ingreso medio del sistema y de la tarifa integral

	Variación del ingreso medio sistema %	Variación promedio Tarifa integral %
1996 (RD 2204/95)	0,00	0,00
1997 (RD 2657/96)	-3,00	-3,00
1998 (RD 2657/96)	-3,63	-3,63
1999 (RD 2821/98/RD-L 6/99)	-5,57	-3,20
2000 (RD 2066/99)	-4,85	-1,00
2001 (RD 3490/00)	-1,52	-2,22
2002 (Propuesta RD)	0,32	0,41
Tasa acumulada (2002/96)	***-17%***	***-12%***

Variación Ingreso medio sistema=Facturación media sistema año t / Facturación media sistema año t-1

Variación tarifa integral=Facturación media de los clientes que estarán a tarifa integral en el año t a las tarifas integrales año t / Facturación media de clientes que estarán a tarifa integral en el año t a las tarifas integrales del año t-1

3.2. Valoración de los precios regulados incluidos en la propuesta

Según el escenario de elegibilidad plena (todos los consumidores de electricidad están en el mercado), y considerando la previsión de consumos de la CNE para el año 2002, con las tarifas de acceso de la propuesta de RD no se recuperarían todos los costes de acceso que prevé el Ministerio para el 2002. Esto es, la facturación por tarifas de acceso de todos los consumidores eléctricos asciende a 5.249 M€ frente a los costes de acceso necesarios (5.550 M€).

Escenario de elegibilidad plena Año 2002:

Facturación de acceso de todos los consumidores del sistema según RD 2820/1998, propuesta RD y Propuesta CNE.

		Facturación Acceso (MPTA)			Facturación Acceso (M€)		
Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE	RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE
2.0 A	51.717	467.246	426.594	487.891	2.808,2	2.563,9	2.932,3
2.0 NA	8.363	46.596	50.470	44.173	280,0	303,3	265,5
3.0 A	29.702	226.857	196.880	184.289	1.363,4	1.183,3	1.107,6
3.1 A	4.540	23.108	21.451	12.713	138,9	128,9	76,4
6.1	53.763	136.265	142.033	129.507	819,0	853,6	778,4
6.2	9.193	20.097	20.097	14.250	120,8	120,8	85,6
6.3	3.385	6.657	6.657	4.603	40,0	40,0	27,7
6.4	854	2.015	2.015	930	12,1	12,1	5,6
6.5							
NT1	1.420	344	344	1.876	2,1	2,1	11,3
NT2	6.877	1.489	1.489	6.777	9,0	9,0	40,7
NT3	10.319	2.298	2.298	9.351	13,8	13,8	56,2
NT4	13.742	2.956	2.956	5.713	17,8	17,8	34,3
Total	***193.875***	***935.927***	***873.285***	***902.074***	***5.625,0***	***5.248,5***	***5.421,6***

(*) Consumo en abonado final excluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS. Previsión CNE 2002.

En la propuesta de metodología de la CNE, según la cual se asignan los costes de acceso entre todos los suministros[3] - a tarifa y a mercado - para establecer las tarifas de acceso, se recupera la totalidad de los costes de acceso previstos para el año 2002, esto es 5.422 M€. Es decir, como principio básico de la metodología de la CNE, las tarifas son el resultado de asignar los costes según unos criterios de reparto que se hacen explícitos.

[3] Todos los costes de acceso previstos por el Ministerio para el año 2002, descontando los ingresos procedentes de exportaciones 5 M€ y 128 M€ de gestión comercial no imputable a tarifa integral.

Escenario de elegibilidad plena Año 2002:

Facturación media de acceso de todos los consumidores del sistema según RD 2820/1998, propuesta RD y Propuesta CNE.

		Precio Medio Acceso (PTA/kWh)			Precio Medio Acceso (Cent €/kWh)		
Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE	RD 2820	Propuesta RD	Propuesta CNE
2.0 A	51.717	9,03	8,25	9,43	5,43	4,96	5,67
2.0 NA	8.363	5,57	6,03	5,28	3,35	3,63	3,17
3.0 A	29.702	7,64	6,63	6,20	4,59	3,98	3,73
3.1 A	4.540	5,09	4,72	2,80	3,06	2,84	1,68
6.1	53.763	2,53	2,64	2,41	1,52	1,59	1,45
6.2	9.193	2,19	2,19	1,55	1,31	1,31	0,93
6.3	3.385	1,97	1,97	1,36	1,18	1,18	0,82
6.4	854	2,36	2,36	1,09	1,42	1,42	0,66
6.5							
NT1	1.420	0,24	0,24	1,32	0,15	0,15	0,79
NT2	6.877	0,22	0,22	0,99	0,13	0,13	0,59
NT3	10.319	0,22	0,22	0,91	0,13	0,13	0,54
NT4	13.742	0,22	0,22	0,42	0,13	0,13	0,25
Total	***193.875***	***4,83***	***4,50***	***4,65***	***2,90***	***2,71***	***2,80***

(*) Consumo en abonado final excluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS. Previsión CNE 2002.

De la comparación, en términos de precios medios, entre las tarifas de acceso de la propuesta de RD y las de la metodología CNE, se concluye que la asignación de costes de acceso de la propuesta de RD es muy distinta a la obtenida de aplicar la metodología de la CNE. Los aspectos a destacar son los siguientes.

- El ingreso medio por facturar a todos los consumidores en el mercado es superior en el caso de aplicar las tarifas de acceso de la CNE que las de la propuesta de RD.

- Para los clientes de baja tensión, las tarifas de acceso de la propuesta de RD atribuyen un menor coste de acceso a los más pequeños (2.0 A) que las tarifas de acceso de la propuesta CNE. Por el contrario, las tarifas de acceso de la propuesta en baja tensión de clientes 2.0 NA y 3.0 A, atribuyen más coste de acceso que las de la propuesta CNE.

- Para los clientes de alta tensión (> 1 kV) que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, la propuesta de RD establece tarifas de acceso 6.5 muy inferiores respecto a las de la propuesta CNE.

- Análogamente, para los consumidores de alta tensión que no cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, las tarifas de acceso de la propuesta de RD son superiores que las de la propuesta CNE.

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

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

Según la información disponible, 32.258 GWh, lo que supone un 16% del consumo estimado por la CNE para el 2002 y el 31% del consumo de alta tensión podría acogerse, por cumplir los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, a la tarifa de acceso 6.5. Sin embargo, en la actualidad, la mayor parte de los clientes de alta tensión que podría acogerse a la tarifa de acceso 6.5, no ha acudido al mercado, debido a que están pagando tarifas integrales muy reducidas, lo que supone, en la mayor parte de los casos, que los pagos de acceso implícitos en dichas tarifas integrales (descontando de la tarifa integral los correspondientes costes de generación y de gestión comercial de clientes a tarifa integral) son negativos.

La propuesta de RD mantiene dos estructuras de precios regulados - tarifas integrales y de acceso – muy diferentes. A continuación se comparan los pagos de acceso que dicha propuesta está imputando a los clientes a tarifa integral y a mercado, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2002. Los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales se calculan descontando de las tarifas integrales de la propuesta de RD, el coste de generación, de gestión comercial de clientes a tarifa y la moratoria nuclear correspondiente.

En este análisis se ha considerado un escenario de precios de mercado correspondiente al año 2001 y los pagos de garantía de potencia del RD-L 6/2000. Se observan las siguientes distorsiones en el sistema de tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD.

Precios medios de acceso (PTA/kWh) de clientes acogidos a tarifa integral en el 2002

		Tarifa Integral (PTA/kWh)		Tarifa de Acceso (PTA/kWh)
Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	Tarifa Integral (Propuesta RD)	Pagos de Acceso implícitos en tarifas integrales	Propuesta R.D.
2.0 A	51.717	17,35	8,36	8,25
2.0 NA	8.363	10,89	4,56	6,03
3.0 A	29.648	15,85	9,13	6,63
Total BT	***89.728***	***16,26***	***8,26***	***7,51***
3.1 A	4.540	12,59	6,49	4,72
6.1	5.907	8,20	2,56	2,97
6.2	2.974	7,10	1,68	2,06
6.3	1.702	5,87	0,54	1,60
6.4	378	6,69	1,22	2,10
6.5				
NT1	862	5,66	0,35	0,21
NT2	5.920	4,43	-0,87	0,21
NT3	9.405	4,32	-0,86	0,22
NT4	12.698	4,08	-0,99	0,22
Total AT	***44.385***	***5,92***	***0,57***	***1,24***
Total	***134.113***	***12,83***	***5,72***	***5,43***

(*) Consumo en abonado final de clientes a tarifa integral incluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS.
Previsión CNE 2002.

Precios medios de acceso (cent€/kWh) de clientes acogidos a tarifa integral en el 2002

		Tarifa Integral (Cent €/kWh)		Tarifa de Acceso (Cent €/kWh)
Grupo Tarifario	Consumo (GWh) (*)	Tarifa Integral (Propuesta RD)	Pagos de Acceso implícitos en tarifas integrales	Propuesta R.D.
2.0 A	51.717	10,43	5,02	4,96
2.0 NA	8.363	6,55	2,74	3,63
3.0 A	29.648	9,53	5,49	3,99
Total BT	***89.728***	***9,77***	***4,96***	***4,51***
3.1 A	4.540	7,57	3,90	2,84
6.1	5.907	4,93	1,54	1,79
6.2	2.974	4,26	1,01	1,24
6.3	1.702	3,53	0,32	0,96
6.4	378	4,02	0,73	1,26
6.5				
NT1	862	3,40	0,21	0,13
NT2	5.920	2,66	-0,52	0,13
NT3	9.405	2,60	-0,52	0,13
NT4	12.698	2,45	-0,60	0,13
Total AT	***44.385***	***3,56***	***0,34***	***0,74***
Total	***134.113***	***7,71***	***3,44***	***3,26***

(*) Consumo en abonado final de clientes a tarifa integral incluyendo Consumos propios, concesiones administrativas y TTS.
Previsión CNE 2002.

- La facturación media por acceso de los clientes acogidos a tarifa integral en el año 2002, si se les aplica las tarifas integrales de la propuesta de RD, es superior a la facturación media por acceso de dichos clientes si se les aplica las tarifas de acceso de la propuesta (3,44 cent €/kWh y 3,26 cent €/kWh, respectivamente).

- Los precios medios de acceso por grupos tarifarios son muy diferentes en el caso de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso.

- Ciertos clientes de alta tensión se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y los costes de generación, de gestión comercial a tarifa integral y moratoria nuclear correspondiente) pagos de acceso negativos. Es decir estos clientes, no sólo no pagan nada por acceso a redes sino que otros consumidores están pagando, además, una parte de sus costes de generación. Es destacable el caso de los clientes en tarifas integrales de alta tensión G4, interrumpibles de larga utilización y la mayor parte de las THP. Cabe destacar que la magnitud de estos pagos de acceso negativos dependerá de la senda de precios de mercado considerado.

- Por el contrario, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de RD. Este efecto es aún mayor si se comparan los pagos implícitos de acceso de la propuesta de RD y las tarifas de acceso de la propuesta CNE. Los casos más significativos son en baja tensión las tarifas 3.0 y 4.0, en media tensión las tarifas no interrumpibles. En resumen, son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y que, por tanto, una vez que son elegibles tendrán más incentivos a acudir al mercado.

- Se considera muy positivo el contenido de la disposición transitoria primera, punto 3, de la Propuesta de RD sobre incompatibilidad del contrato interrumpible y el contrato de suministro adicional cuando se aplica interrumpibilidad.

Se considera, por tanto, que las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD no mitigan las distorsiones entre ambas estructuras de precios regulados respecto a las tarifas anteriores, ni reflejan las recomendaciones de la Propuesta de tarifas de acceso CNE.

En opinión de esta Comisión, como se indicó en la propuesta de metodología de tarifas de acceso, las distorsiones que subyacen en el sistema tarifario actual hacen necesario introducir, ya mismo, modificaciones en la estructura tarifaria vigente que se vayan ajustando, de forma paulatina, hacia los valores de la propuesta de la CNE a lo largo de un periodo transitorio (2007).

Si bien la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso a redes de la CNE establece un procedimiento para asignar los costes regulados y determinar las tarifas de acceso, se dejaron aparte los aspectos referentes a la determinación de los niveles de los costes regulados y que, en opinión de esta Comisión, deberían ser tenidos en cuenta en un desarrollo regulatorio futuro. A continuación se pasa revista a dichos aspectos.

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

4.1 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 2002, 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 24.588 MPTA. Esta cifra resulta de prever una energía intercambiada de 3.745 GWh y un precio medio de 6,57 PTA/kWh, cuando en el año 2001 la previsión fue de 5,22 PTA/kWh. Dicha variación se justifica fundamentalmente en un incremento del coste contrato de importación con EDF, del 9% (+1.869 MPTA) en el pago "fijo" y del 13% (de 1,82 PTA/kWh a 2,06 PTA/kWh) en el pago "variable".

El Ministerio de Economía en la información que acompaña la propuesta de tarifa eléctrica para 2001 presenta la misma energía y el mismo importe total.

4.2 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 1998 y c) el incentivo a la disponibilidad.

En la propuesta de Real Decreto que se informa la retribución de la actividad de transporte asciende a 634.965 miles de euros para el año 2002, de los cuales 371.792 miles de euros corresponden a REE y 263.173 miles de euros corresponden al resto de empresas transportistas. Dichas cifras son levemente superiores a los **633.263** miles de euros calculados por la Comisión en aplicación del referido Real Decreto 2819/1998, de los cuales **369.725** miles de euros

corresponden a REE y **263.538** miles de euros 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, 2000 y 2001, y con el escenario de parámetros que se recoge a continuación.

Retribución para la actividad de transporte

Retribución de la actividad de transporte según el R.D. 2819/1998 (MPTA)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Coste acreditado 1998	84.397	86.001	88.581	90.352	91.256
Nuevas inversiones		1.924	3.093	6.139	12.904
Inversiones 1998		1.924	1.982	2.021	2.412
Inversiones 1999			1.112	1.134	1.339
Inversiones 2000				2.984	3.186
Inversiones 2001					5.967
Incentivo Disponibilidad			457	1.282	1.207
TOTAL	84.397	87.925	92.131	97.773	105.366

Fuente: Elaboración Propia

Retribución de la actividad de transporte según el R.D. 2819/1998 (miles de euros)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Coste acreditado 1998	507.236	516.874	532.380	543.027	548.458
Nuevas inversiones		11.564	18.591	36.895	77.553
Inversiones 1998		11.564	11.910	12.149	14.497
Inversiones 1999		0	6.681	6.814	8.045
Inversiones 2000		0	0	17.932	19.146
Inversiones 2001		0	0	0	35.865
Incentivo Disponibilidad		0	2.747	7.705	7.252
TOTAL		528.437	553.718	587.627	633.263

Fuente: Elaboración Propia

Parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte

Parámetros	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
IPC (*)	1,40%	2,90%	4,00%	3,00%	2,00%
X	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Y	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Tasa Retribución (**)	6,37%	5,25%	3,94%	5,38%	5,25%
Disponibilidad objetivo	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
K	1	1	1	1	1

(*) Fuente: MINECO e INE

(**) Fuente: MINECO y BCE

Con la finalidad de aunar criterios de cara a los cálculos necesarios para el establecimiento de la tarifa eléctrica para el 2002, la Dirección General de Política Energética y Minas ha fijado los valores de los parámetros macroeconómicos a utilizar para los años 2000, 2001 y 2002, que aparecen en la tabla anterior. Del mismo modo y aunando criterios con los valores anteriores, para los años 1998 y 1999, se han utilizado los valores del MIBOR a tres meses, publicados por el BCE para el cálculo de la tasa de retribución y los valores del IPC definitivos publicados por el INE.

La retribución propuesta arroja un incremento de costes del 8,84 % respecto a la establecida en el Real Decreto de tarifas del año 2001.

Cabe destacar, respecto a las cuantías de los años anteriores, que se han modificado los parámetros macroeconómicos de partida, por lo que las cuantías ahora resultantes no coinciden con las aprobadas en los sucesivos Reales Decretos de Tarifas.

Así mismo, en las cuantías de los años anteriores se han considerado, no las instalaciones declaradas como puestas en servicio en su momento, sino las que realmente entraron en servicio en cada ejercicio en base a las auditorias disponibles.

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, una vez disponibles los parámetros definitivos y las instalaciones puestas en servicio de cada ejercicio.

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

Retribución de la actividad de transporte (MPTA)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Aplicación R.D. 2819/98	84.397	87.925	92.131	97.773	105.366
Reconocido R.D. Tarifas	84.397	86.760	91.536	96.809	**108.090**
Diferencia	0	-1.165	-595	-964	**2.723**
Diferencia acumulada	0	-1.165	-1.759	-2.723	0

Fuente: Elaboración propia.

Retribución de la actividad de transporte (miles de euros)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Aplicación R.D. 2819/98	507.236	528.437	553.718	587.627	633.263
Reconocido R.D. Tarifas	507.236	521.438	550.142	581.834	**649.631**
Diferencia	0	-6.999	-3.575	-5.794	**16.368**
Diferencia acumulada	0	-6.999	-10.574	-16.368	0

Fuente: Elaboración propia.

Puede observarse que, entre las cantidades que se derivan del Real Decreto 2819/1998 y las recogidas en los Reales Decreto de Tarifas de cada año, existe un déficit acumulado, desde el ejercicio 1998, de 16.368 miles de euros. Por tanto, si se decidiese corregir esta situación, en las tarifas del ejercicio 2002 habría que establecer una cantidad de 649.631 miles de euros 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. 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 2002, un 86,61 %, corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, representando las nuevas inversiones desde 1998 un 12,24 % y el incentivo de disponibilidad un 1,15 %.

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)

Retribución actividad transporte por empresas s/ el R.D. 2819/1998 (MPTA)					
	1988	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
TOTAL	84.397	87.925	92.131	97.888	105.366
REE	51.121	53.201	55.727	58.781	61.517
IB	13.197	13.702	14.150	14.733	15.529
UEF	4.258	4.388	4.915	5.670	8.165
HC	425	433	446	452	456
G. ENDESA	15.396	16.200	16.894	18.253	19.699
SEVILLANA	5.292	5.439	5.674	5.901	6.656
FECSA-ENHER	7.325	7.688	7.948	8.313	9.150
ERZ	1.063	1.302	1.432	1.753	1.816
E. VIESGO	813	852	892	947	1.082
T. EBRO	903	920	948	967	995

Fuente: Elaboración propia.

Retribución actividad transporte por empresas s/ el R.D. 2819/1998 (miles de euros)					
	1988	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
TOTAL	507.236	528.437	553.718	588.322	633.263
REE	307.243	319.746	334.926	353.280	369.726
IB	79.316	82.351	85.041	88.546	93.334
UEF	25.591	26.372	29.538	34.080	49.070
HC	2.554	2.603	2.681	2.716	2.743
G. ENDESA	92.532	97.364	101.532	109.700	118.391
SEVILLANA	31.806	32.690	34.103	35.463	40.001
FECSA-ENHER	44.024	46.203	47.768	49.965	54.993
ERZ	6.389	7.823	8.604	10.533	10.914
E. VIESGO	4.886	5.118	5.361	5.693	6.502
T. EBRO	5.427	5.530	5.696	5.810	5.981

Fuente: Elaboración propia.

A este respecto, dado que el esfuerzo inversor ha sido muy distinto en los últimos años, se estima conveniente señalar que, en el Real Decreto de Tarifas para 2002 que finalmente se apruebe, deberían incluirse los porcentajes provisionales que, sobre la cantidad total, corresponde a cada una de las empresas, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones.

En el cuadro siguiente se recogen los mencionados porcentajes provisionales que correspondería a cada una de las empresas transportistas para el ejercicio 2002.

	Miles de euros	**(%)**
TOTAL	105.366	100,00
REE	61.517	58,38
IB	15.529	14,74
UEF	8.165	7,75
HC	456	0,43
G. ENDESA	19.699	18,70
SEVILLANA	6.530	6,32
FECSA-ENHER	8.977	8,68
ERZ	1.782	1,72
E. VIESGO	1.061	1,03
T. EBRO	976	0,95

Fuente: Elaboración propia.

4.2. 1 Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1.998

El coste acreditado a la actividad de transporte por inversiones anteriores a 1998 asciende a 548.458 miles de euros en el año 2002, cuyo desglose por empresas se presenta en el cuadro siguiente.

Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998

Coste acreditado actualizado (MPTA)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
TOTAL	84.397	86.001	88.581	90.352	91.256
REE	51.121	52.092	53.655	54.728	55.275
IB	13.197	13.448	13.851	14.128	14.269
UEF	4.258	4.339	4.469	4.558	4.604
HC	425	433	446	455	460
G. ENDESA	15.396	15.689	16.159	16.482	16.647
SEVILLANA	5.292	5.393	5.554	5.665	5.722
FECSA-ENHER	7.325	7.464	7.688	7.842	7.920
ERZ	1.063	1.083	1.116	1.138	1.149
E. VIESGO	813	828	853	870	879
T. EBRO	903	920	948	967	976

Fuente: *Elaboración propia.*

Coste acreditado actualizado (miles de euros)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
TOTAL	507.236	516.874	532.380	543.027	548.458
REE	307.243	313.081	322.473	328.923	332.212
IB	79.316	80.823	83.247	84.912	85.761
UEF	25.591	26.077	26.860	27.397	27.671
HC	2.554	2.603	2.681	2.735	2.762
G. ENDESA	92.532	94.290	97.119	99.061	100.052
SEVILLANA	31.806	32.410	33.382	34.050	34.390
FECSA-ENHER	44.024	44.861	46.206	47.131	47.602
ERZ	6.389	6.510	6.705	6.840	6.908
E. VIESGO	4.886	4.979	5.128	5.231	5.283
T. EBRO	5.427	5.530	5.696	5.810	5.868

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 2002. 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, Electra de Viesgo, e Hidroeléctrica del Cantábrico, en los años 1999, 2000, 2001 y 2002 se han confeccionado teniendo en cuenta los efectos retributivos de la adquisición de determinados activos de transporte de Iberdrola y Electra de Viesgo por Hidroeléctrica del Cantábrico.

Esta transferencia de instalaciones afecta para el año 2002, 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, sin embargo en el ejercicio de 2001, al proporcionar las empresas datos de disponibilidad, no sólo afecta a la cantidad global de cada empresa, sino que afecta también al monto global. 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.

4.2.2 El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, incluye como concepto de retribución de la actividad de transporte los costes de inversión y de explotación correspondientes a las inversiones realizadas en nuevas instalaciones de transporte. Estas inversiones en nuevas instalaciones de transporte pueden acometerse por procedimientos concurrenciales 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, 2000 y 2001, 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, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las instalaciones relativas al año 2000 serán provisionales hasta que se presente, por parte de todas las empresas, las auditorias correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2001 se corresponden con las previsiones de puesta en servicio de cada empresa.

La experiencia de los anteriores ejercicios tarifarios, en el que se incluyeron por parte de las empresas instalaciones que finalmente no entraron en servicio, invita a que se cuestione seriamente esta última información y, como consecuencia, se hace necesario instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la misma. 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	2001
Total líneas (km circuito)	**401,3**	**110,9**	**424,6**	**550,6**
Líneas aéreas (km circuito)	***390,2***	***103,7***	***418,7***	***520,1***
Líneas 220 kV	95,6	103,7	53,7	174,5
Líneas 400 kV	294,6	0,0	365,0	345,6
Líneas subterr. (km circuito)	***11,1***	***7,2***	***6,0***	***30,5***
Líneas 220 kV	11,1	7,2	6,0	30,5
Líneas 400 kV	0,0	0,0	0,0	0,0
Posiciones subestación (nº)	**21**	**28**	**57**	**104**
Posiciones 220 kV	18	24	37	67
Posiciones 400 kV	3	4	21	37
Capacidad transform. (MVA)	**0**	**925**	**1.700**	**0**
400/220 kV	0	925	800	0
400/132 kV	0	0	900	0
Despachos maniobra (MPTA) (*)	**5.198,8**	**3.754,7**	**2.738,7**	**1.494,7**

(*) Inversiones realizadas en 1997, 1998, 1999 Y 2000 respectivamente

Fuente: *Elaboración propia.*

En cuanto a las inversiones realizadas en Despachos de Maniobra y Centros de Control de Transporte, la información facilitada por las empresas desde el año 1997, tal y como se solicitó, incluye únicamente inversiones en Despachos de Maniobra y Centros de Control imputables a la actividad de transporte.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 77.553 miles de euros en el año 2002, de los cuales 14.497 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.045 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1999, 19.146 miles de euros por las inversiones realizadas en 2000 y 35.865 miles de euros por las inversiones realizadas en 2001. 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 (MPTA)

	C 1999 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.999	Total Costes 2.000	C 2001 por inv. 1.998	C 2001 por inv. 1.999	C 2001 por inv. 2.000	Total Costes 2.001	C 2002 por inv. 1.998	C 2002 por inv. 1.999	C 2002 por inv. 2.000	C 2002 por inv. 2.001	Total Costes 2.002
TOTAL	1.924	1.982	1.112	3.093	2.021	1.134	2.984	6.330	2.412	1.339	3.186	5.967	12.904
REE	1.109	1.142	473	1.615	1.165	482	1.834	3.481	1.177	487	1.852	2.154	5.670
IB	254	262	36	298	267	37	163	467	270	38	165	651	1.123
UEF	49	51	395	446	52	403	338	983	52	588	514	2.279	3.432
HC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G. ENDESA	512	527	207	734	537	212	649	1.398	913	226	656	884	2.679
SEVILLANA	47	48	72	120	49	74	113	235	49	74	114	570	808
FECSA-ENHER	223	230	30	260	235	30	207	472	608	31	209	210	1.057
ERZ	218	225	91	316	230	93	292	615	232	94	295	12	632
E. VIESGO	23	24	15	39	24	15	37	77	25	28	38	92	182
T. EBRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: *Elaboración propia*.

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

	C 1999 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.998	C 2000 por inv. 1.999	Total Costes 2.000	C 2001 por inv. 1.998	C 2001 por inv. 1.999	C 2001 por inv. 2.000	Total Costes 2.001	C 2002 por inv. 1.998	C 2002 por inv. 1.999	C 2002 por inv. 2.000	C 2002 por inv. 2.001	Total Costes 2.002
TOTAL	11.564	11.910	6.681	18.591	12.149	6.814	17.932	38.042	14.497	8.045	19.146	35.865	77.553
REE	6.665	6.865	2.841	9.706	7.003	2.898	11.020	20.921	7.073	2.927	11.131	12.947	34.077
IB	1.529	1.575	219	1.793	1.606	223	979	2.808	1.622	226	989	3.910	6.746
UEF	295	304	2.374	2.678	310	2.422	2.031	5.910	313	3.531	3.086	13.695	20.626
HC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G. ENDESA	3.074	3.167	1.247	4.413	3.230	1.272	3.901	8.403	5.489	1.361	3.940	5.312	16.103
SEVILLANA	280	288	433	721	294	442	678	1.413	297	446	685	3.428	4.856
FECSA-ENHER	1.343	1.383	178	1.562	1.411	182	1.241	2.834	3.652	184	1.254	1.263	6.352
ERZ	1.313	1.352	546	1.898	1.379	557	1.758	3.694	1.393	562	1.775	69	3.800
E. VIESGO	139	143	89	233	146	91	225	462	148	169	227	552	1.096
T. EBRO	0	0	0	0	0	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 de transporte por nuevas inversiones												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2001		
	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL
INVERSIONES 1998	1.507	417	1.924	1.552	430	1.982	1.583	438	2.021	1.966	446	2.412
INVERSIONES 1999				835	276	1.112	852	282	1.134	1.051	287	1.339
INVERSIONES 2000							2.104	880	2.984	2.295	891	3.186
INVERSIONES 2001										4.310	1.658	5.967
Total nuevas instal.	1.507	417	1.924	2.387	706	3.093	4.539	1.600	6.139	9.622	3.282	12.904

Fuente: *Elaboración propia.*

Costes de transporte por nuevas inversiones (miles de euros)												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2001		
	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL
INVERSIONES 1998	9.056	2.507	11.564	9.328	2.582	11.910	9.515	2.634	12.149	11.814	2.684	14.497
INVERSIONES 1999	0	0	0	5.020	1.661	6.681	5.120	1.694	6.814	6.319	1.726	8.045
INVERSIONES 2000	0	0	0	0	0	0	12.643	5.289	17.932	13.792	5.354	19.146
INVERSIONES 2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25.903	9.962	35.865
Total nuevas instal.	9.056	2.507	11.564	14.348	4.243	18.591	27.278	9.617	36.895	57.828	19.726	77.553

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, 2000 y 2001 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 5,25 % para el año 2001 y siguientes. Para los años 1998, 1999, 2000 y 2001 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			
	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001
Valor Inversion	15.739	10.340	23.717	44.910	2.132	4.339	3.314	3.953
VAN costes Inversión s/ R.D.	24.372	13.164	36.315	67.138	2.863	5.160	4.377	5.130
Diferencia	54,9%	27,3%	53,1%	49,5%	34,3%	18,9%	32,1%	29,8%

Fuente: *Elaboración propia.*

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

	LINEAS+SUB.				DESPACHOS MANIOBRA			
	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001	INV. 1998	INV. 1999	INV. 2000	INV. 2001
Valor Inversion	94.593	62.145	142.541	269.913	12.811	26.077	19.918	23.758
VAN costes Inversión s/ R.D.	146.480	79.118	218.255	403.510	17.207	31.015	26.308	30.831
Diferencia	54,9%	27,3%	53,1%	49,5%	34,3%	18,9%	32,1%	29,8%

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 2001, en la definición de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998, permitirían alcanzar el resultado mencionado.

$$CI_n = A_n + R_n$$

$$A_n = A_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \qquad \forall n = 2.....Vu$$

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

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

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

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

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

donde:

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

En el siguiente cuadro se muestra la comparación entre los costes de inversión que se obtendrían con este método y los que se derivan de aplicar el Real Decreto 2819/1998. De la comparación se deduce que en el año 2002 existiría una sobreestimación de los costes de inversión por aplicación estricta del Real Decreto 2819/1998, que podría cuantificarse en el 18,22 %.

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

Comparación Costes Inversión								
	Costes Inv. R.D. 1999	Costes Inv. R.D. 2000	Costes Inv. R.D. 2001	Costes Inv. R.D. 2002	Costes Inv. R.D. Corregido 1999	Costes Inv. R.D. Corregido 2000	Costes Inv. R.D. Corregido 2001	Costes Inv. R.D. Corregido 2002
Inversiones 1998	1.516	1.562	1.593	1.609	1.107	741	1.183	1.332
Inversiones 1999		1.181	1.205	1.217		723	1.088	1.208
Inversiones 2000			2.335	2.359			1.694	1.995
Inversiones 2001				4.030				3.259
Total	1.516	2.743	5.133	9.214	1.107	1.464	3.965	7.794

Fuente: *Elaboración propia*.

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

Comparación Costes Inversión								
	Costes Inv. R.D. 1999	Costes Inv. R.D. 2000	Costes Inv. R.D. 2001	Costes Inv. R.D. 2002	Costes Inv. R.D. Corregido 1999	Costes Inv. R.D. Corregido 2000	Costes Inv. R.D. Corregido 2001	Costes Inv. R.D. Corregido 2002
Inversiones 1998	9.113	9.386	9.574	9.669	6.654	4.452	7.108	8.007
Inversiones 1999		7.099	7.241	7.313		4.348	6.542	7.259
Inversiones 2000			14.035	14.176			10.183	11.993
Inversiones 2001				24.221				19.584
Total	9.113	16.485	30.850	55.379	6.654	8.800	23.833	46.843

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 30 % en el año 2000, un 9 % en el año 2001 y un 14% en el 2002.

Costes de transporte por nuevas inversiones corregidos (MPTA)

Corrección costes de transporte por nuevas inversiones												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2002		
	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL	Inversión	Explotac	TOTAL
INVERSIONES 1998	1.107	417	1.524	741	430	1.170	1.183	438	1.621	1.332	446	1.779
INVERSIONES 1999		0	0	723	276	1.000	1.088	282	1.370	1.208	287	1.495
INVERSIONES 2000			0			0	1.694	880	2.574	1.995	891	2.886
INVERSIONES 2001			0			0			0	3.259	1.658	4.916
Total nuevas instal.	1.107	417	1.524	1.464	706	2.170	3.965	1.600	5.566	7.794	3.282	11.076

Fuente: Elaboración propia

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

Corrección costes de transporte por nuevas inversiones												
	COSTES AÑO 1999			COSTES AÑO 2000			COSTES AÑO 2001			COSTES AÑO 2002		
	Inversión	Explota c.	TOTAL	Inversión	Explotac .	TOTAL	Inversión	Explota c.	TOTAL	Inversión	Explota c.	TOTAL
INVERSIONES 1998	6.654	2.507	9.161	4.452	2.582	7.034	7.108	2.634	9.742	8.007	2.684	10.691
INVERSIONES 1999				4.348	1.661	6.009	6.542	1.694	8.236	7.259	1.726	8.985
INVERSIONES 2000							10.183	5.289	15.472	11.993	5.354	17.347
INVERSIONES 2001										19.584	9.962	29.546
Total nuevas instal.	6.654	2.507	9.161	8.800	4.243	13.043	23.833	9.617	33.450	46.843	19.726	66.569

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 2.402 miles de euros en el año 1999, 5.548 miles de euros en el año 2000, 13.427 miles de euros en el año 2001 y 10.985 miles de euros en el año 2002. Nótese que el ingreso por incentivo a la disponibilidad se ha reducido como consecuencia de que el mismo se define como un porcentaje de la suma del coste acreditado al transporte y del coste correspondiente a las nuevas inversiones.

Retribución del transporte con corrección del R.D. 2819/1998 (MPTA)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Coste acreditado 1998	84.397	86.001	88.581	90.352	91.256
Nuevas inversiones		1.524	2.170	5.566	11.076
Inversiones 1998		1.524	1.170	1.621	1.779
Inversiones 1999			1.000	1.370	1.495
Inversiones 2000				2.574	2.886
Inversiones 2001					4.916
Incentivo Disponibilidad			457	-379	1.207
TOTAL	84.397	87.525	91.208	95.539	103.538

Fuente: Elaboración propia

Retribución del transporte con corrección del R.D. 2819/1998 (miles de euros)					
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Coste acreditado 1998	507.236	516.874	532.380	543.027	548.458
Nuevas inversiones	0	9.161	13.043	33.450	66.569
Inversiones 1998	0	9.161	7.034	9.742	10.691
Inversiones 1999	0	0	6.009	8.236	8.985
Inversiones 2000	0	0	0	15.472	17.347
Inversiones 2001	0	0	0	0	29.546
Incentivo Disponibilidad	0	0	2.747	-2.277	7.252
TOTAL	507.236	526.035	548.170	574.200	622.278

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 detraen, 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 ésta a coste de reposición, aunque en buena lógica se deberían valorar al coste que actualmente tiene dicha instalación para el sistema. Lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998 hace que se sobrevalore 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, cabe mencionar que las empresas transportistas no han remitido, con carácter general, información relativa a las bajas de instalaciones, por lo que, hasta que se concrete el método de valoración de las mismas y se disponga de toda la información auditada, 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 y, en su caso, los costes de alargamiento de vida.

Mención especial requieren las instalaciones que han sido objeto de CESIÓN por parte de terceros a las compañías eléctricas y que estás declaran para la retribución como instalaciones puestas en funcionamiento en el año de la cesión.

A este respecto, el Real Decreto 1955/200, de 1 de diciembre, establece en su artículo 32.2 que:

"Cuando la conexión dé lugar a la partición de una línea existente o planificada con entrada y salida en una nueva subestación, las instalaciones necesarias para dicha conexión, consistentes en la nueva línea de entrada y salida, la nueva subestación de la red de transporte o distribución, en lo que se refiere a las necesidades motivadas por la nueva conexión, el eventual refuerzo de la línea existente o planificada y la adecuación de las posiciones en los extremos de la misma, que resulten del nuevo mallado establecido en la planificación tendrán la consideración de la red a la que se conecta.

La inversión necesaria será sufragada por él o los promotores de la conexión, pudiendo este o estos designar al constructor de las instalaciones necesarias para la conexión, conforme a las normas técnicas aplicadas por el transportista, ***siendo la titularidad de las instalaciones del propietario de la línea a la que se conecta****.*

En todo caso, si las nuevas instalaciones desarrolladas fueran objeto de utilización adicional por otro consumidor y/o generador, el nuevo usuario contribuirá, por la parte proporcional de utilización de la capacidad de la instalación, en las inversiones realizadas por el primero. Dicha obligación sólo será exigible en el plazo de cinco años a contar desde la puesta en servicio de la conexión. La Comisión Nacional de Energía resolverá en caso de discrepancias.

En el caso de las instalaciones de transporte, los costes de operación y mantenimiento serán a cargo del sistema*".*

Conforme lo que establece el citado Real Decreto 1955/2000, a dichas instalaciones cedidas únicamente se les deberían reconocer 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 de los años 2000 y 2001, 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 actividades de diversificación que se realizan utilizando instalaciones eléctricas de transporte, que han sido financiados por los consumidores de energía eléctrica.

4.2.3 Incentivo a la disponibilidad

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

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

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

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

$$d_r = 1 - II$$

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

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

siendo:

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

- PN_i: Potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva

La anterior formulación puede valorarse como de poco rigurosa. Así, por ejemplo, se da el mismo peso relativo a la potencia de una línea que 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 2001, los siguientes principios

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

Al hilo de lo anterior, la información que finalmente se ha utilizado y que ha servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de las empresas eléctricas es la que ha remitido el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Cabe destacar que dicha información es incompleta al comprender únicamente el período de enero 2001 a octubre 2001. Por tanto, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

El cuadro siguiente recoge los valores obtenidos para cada empresa, en base a la información facilitada por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, que se refieren, como ya se ha indicado, al periodo comprendido entre el 1/01/2001 y el 31/10/2001. Según lo indicado anteriormente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

Incentivo disponibilidad año 2002				
	II (%)	**dr (%)**	**MPTA**	**miles de euros**
TOTAL	2,00%	98,00%	1.207	7.252
REE	2,09%	97,91%	572	3.436
IB	2,13%	97,87%	137	826
UEF	1,45%	98,55%	129	773
HC	3,67%	96,33%	-3	-19
G. ENDESA	1,13%	98,87%	372	2.236
SEVILLANA	1,13%	98,87%	126	755
FECSA-ENHER	1,13%	98,87%	173	1.038
ERZ	1,13%	98,87%	34	206
E. VIESGO	1,13%	98,87%	20	123
T. EBRO	1,13%	98,87%	19	113

Fuente: *Elaboración propia*.

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

Fuente: *Elaboración propia*.

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

4.3 La retribución de la distribución

4.3.1 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 ésta por un parámetro corrector, denominado "factor de eficiencia", que no podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, la retribución de la distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

El Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, determina los costes destinados a retribuir la actividad de distribución en el 2001 en 2.647.818 miles de euros. Esta cifra, a su vez, se deriva de la establecida en el Real Decreto 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2000, 2.575.192 miles de euros.

En la actualidad 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 Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no ha resuelto este problema.

Cabe destacar, así mismo, que la normativa regulatoria vigente no especifica el periodo a partir del cual ha de revisarse la base retributiva, ni la fórmula de actualización de la 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.

4.3.2 La retribución de la distribución para el año 2002

El cuadro siguiente presenta los costes de la actividad de distribución previstos para el año 2002. 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, 2000 y 2001. Como valor del IPC previsto para el año 2002 se ha tomado el valor comunicado por la Dirección General de Política Energética y Minas, que es del 2%.

Coste de Distribución (MPTA) Año 2002

Retribución 2001	**440.560**
IPC	2,0 %
Crecimiento Demanda	4,2 %
Fe	30 %
Actualizador	**1,022726**
Retribución 2002	**450.572**

Coste de Distribución (miles de euros) Año 2002

Retribución 2001	**2.647.818**
IPC **Crecimiento Demanda** **Fe**	2,0 % 4,2 % 30 %
Actualizador	**1,022726**
Retribución 2002	**2.707.992**

Supuesto que la demanda crece un 4,2 %, el coste de distribución para el año 2002, asciende a 2.707.992 miles de euros, esto es, 60.173 miles de euros más que en la tarifa del 2001.

La propuesta del Ministerio de Economía indica que los costes reconocidos para el año 2002 destinados a la retribución de la actividad de distribución ascienden a 2.700.773 miles de euros, **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, 7.218 miles de euros, es debido a la diferencia de la previsión de la demanda prevista en cada uno de los escenarios, siendo esta diferencia de un 0,9%.

En relación con el reparto de la retribución total de la actividad de distribución que propone el Ministerio en el ANEXO VIII de la propuesta de Real Decreto que se

informa, esto es, aplicar por un lado los porcentajes de reparto dados en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 y, al mismo tiempo, minorar la retribución de unas empresas, incrementando la de otras, bajo la argumentación de que si se aplicasen los porcentajes del modelo de red de referencia unas ganarían y otras perderían, o que existe un desfase entre la inversión real y la inversión derivada del citado modelo, esta Comisión estima que dicha práctica puede calificarse, al menos, de poco rigurosa. Valga recordar que mediante la referida Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no sólo se establecieron los porcentajes de reparto de la retribución total para los años 1998 y 1999, sino que también se estableció una metodología para calcular los correspondientes a los sucesivos ejercicios, metodología que ya se vió truncada en virtud de lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 3490/2000, de tarifas para 2001. Pero es más, en el apartado 2 del mismo artículo 8 de dicho Real Decreto 3490/2000, se estableció que durante el año 2001 se revisarían los criterios de retribución a la distribución establecidos en la citada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, revisión de criterios que, al menos formalmente, no se ha producido. Por todo ello, esta Comisión estima que, con independencia de que dichos porcentajes puedan verse modificados en un futuro a resultas del modelo retributivo que finalmente se adopte, debería aplicarse lo establecido en la citada Orden Ministerial, en la cual se marca, como se ha dicho, un procedimiento para calcular, para los sucesivos ejercicios, los porcentajes de reparto correspondientes a cada empresa. Por tanto, hasta que dicha Orden Ministerial no sea expresamente modificada, esta Comisión entiende que la misma debería ser aplicada en todos sus extremos. De otro modo, se estaría introduciendo, una vez más, una inseguridad regulatoria en el sistema eléctrico y perjudicando arbitrariamente a unas empresas a favor de otras.

A este respecto, esta Comisión considera necesario proceder a modificar de manera urgente el modelo retributivo de la actividad de distribución en su conjunto. De acuerdo con las prácticas observadas en otros países, esta

Comisión estima que el modelo retributivo a adoptar debe basarse en un profundo conocimiento de la realidad económica de las empresas distribuidoras en base a una contabilidad de costes, cuya estructura quedaría fijada por el regulador, y que permitiría conocer en cada momento la marcha económica de las mismas, con objeto de efectuar, de una manera transparente, las correcciones en la regulación que se estimasen oportunas. Para completar este seguimiento de carácter económico, que permitiría comprobar la eficiencia económica de las empresas distribuidoras, habría que añadir una herramienta de carácter técnico para buscar, también, la eficiencia técnica de las mismas. Y todo ello de manera individualizada para cada empresa, de modo que la retribución de cada una de ellas evolucionase de acuerdo a su propia realidad sin que, como ocurre en la actualidad al tener que repartir una bolsa retributiva única, un aumento de retribución para unas signifique una disminución para las otras.

4.3.3 Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución

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

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

Sin embargo, tanto en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000, como en el Real Decreto 3490/2000, por el que se establece la tarifa para el año 2001, como en la propuesta de Real Decreto que se informa, se excluye del coste reconocido a la distribución la partida destinada a los mencionados planes de mejora de la calidad del servicio. De no haberse eliminado esta partida de coste, la cantidad resultante destinada a este fin ascendería en el año 2002, de acuerdo con la formula de actualización, a 65.925 miles de euros.

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

Por tanto, si la calidad de servicio fuera menor que la estándar, disminuiría la retribución, lo que proporcionaría incentivos a las empresas distribuidoras a mejorar la calidad. No obstante, el referido Real Decreto 1955/2000 en su artículo 104.1 reconoce un plazo máximo de un año a partir de la aprobación del correspondiente Procedimiento de medida y control de la continuidad de suministro eléctrico, para que el distribuidor disponga de un sistema de registro de incidencias que le permita determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas.

Por otro lado, para la calidad zonal, según establece el artículo 107 del reiterado Real Decreto 1955/2000, las empresas distribuidoras podrán declarar a la Administración competente la existencia de zonas donde tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible, presentando a la vez un programa de actuación temporal que permita la corrección de las causas que lo originan, programa que se podrán incluir en los planes de mejora de calidad de servicio que se instrumenten a través de la tarifa eléctrica.

Hoy por hoy, es difícil establecer una valoración de los incentivos a la mejora de la calidad de servicio que se derivan de la partida para planes de mejora, partida que ha sido eliminada en la tarifa de los años 2000 y 2001, y en la propuesta de tarifa del año 2002, 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 de la tarifa por retribución de la actividad. De esta forma, como no se conoce en la actualidad si esta retribución se corresponde con la que obtendrían empresas eficientes que atienden el suministro con una calidad de servicio adecuada, es difícil cuantificar el impacto que la eliminación de la partida para

planes de mejora de la calidad de servicio puede tener sobre la evolución de la calidad zonal.

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

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

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

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

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

consumidores. Sin embargo es preciso realizar dos observaciones de gran trascendencia.

Por un lado, tal y como esta Comisión tuvo ocasión de manifestar, el precio por alquiler debía recoger no sólo el coste del equipo, sino también los costes asociados al mismo a lo largo de su vida: la gestión de compra, la verificación en la recepción, la Tasa de verificación inicial, el almacenamiento y transporte, la mano de obra y pequeño material para su instalación, etc. Por tanto, se estima necesario modificar el párrafo final de dicho ANEXO II, de manera que se explicite que en *"el precio medio de los mismos"*, deben considerarse los demás costes asociados a dichos equipos, además del precio de compra del mismo. De otro modo, las empresas distribuidoras no llegarían a recuperar los costes en los que incurren por prestar este servicio de alquiler.

La segunda observación es aún de mayor calado. La disminución de los precios de alquiler de los equipos, compartida por esta Comisión, tal y como ha sido formulada, significa una disminución de la retribución de la actividad de distribución que puede cifrarse en unos 84.620 miles de euros. Al respecto como bien se indica en el apartado 3 del artículo 1 de la propuesta de Real Decreto que se informa, la retribución de la actividad de distribución que se incorpora en el escandallo de costes de la tarifa eléctrica no es otra que la correspondiente a los costes reconocidos para dicha actividad una vez *"deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación,* ***alquiler de aparatos de medida*** *y otros"*. Por ello, y en la lógica de cómo se estableció en el año 1998 la cantidad a incorporar en la tarifa de dicho ejercicio, de la cual derivan las cantidades de los ejercicios posteriores, habría que incrementar la retribución para la actividad de distribución a incorporar en la tarifa del año 2002 en los mencionados 84.620 miles de euros.

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

La propuesta de Real Decreto que se informa establece una reducción del 0,412 % en los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

Esta Comisión entiende que ser estas unas funciones englobadas dentro de la actividad de distribución, y más concretamente en lo que puede entenderse como actividad de redes, la senda de variación económica de la misma tiene que realizarse de igual modo que la actualización de la retribución global de la actividad de distribución.

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

En la propuesta de Real Decreto de tarifas para el año 2002 se recoge en su ANEXO V los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, sobre liquidaciones, y en el Real Decreto 2019/1997, sobre el mercado de producción. Dichos coeficientes de pérdidas, que vienen a reconocer unas pérdidas medias en las redes de transporte y distribución del 9 %, son idénticos a los establecidos en el Real Decreto 2066/1999, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000 y a los establecidos en el Real Decreto 3490/2000, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001, 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.

No obstante, es preciso incorporar, además de los coeficientes recogidos en la propuesta de Real Decreto que se informa, los correspondientes a las nuevas

tarifas de acceso dadas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. En el cuadro siguiente se recogen los coeficientes de pérdidas a aplicar a las tarifas 2.0A, 2.0NA, 3.0A y 3.1A, de nueva creación.

TARIFA DE ACCESO	BH-1	BH-2	BH-3
2.0A	13,9		
2.0NA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

Con independencia de lo anterior, esta Comisión insiste en que sería más adecuado establecer unos coeficientes de pérdidas zonales, de forma que se reconociesen las distintas características de los mercados y de las producciones en cada una de las zonas de distribución, permitiendo de este modo el envío de señales a los distintos agentes. Estos coeficientes de pérdidas zonales que, como se ha dicho anteriormente, deberían mantenerse constantes durante unos años para permitir recuperar a las empresas distribuidoras las inversiones realizadas para la disminución de pérdidas, se irían ajustando en las sucesivas revisiones hacia los valores obtenidos por aplicación de un modelo de red de referencia, transfiriendo de este modo a los consumidores los beneficios derivados de tales disminuciones de pérdidas.

De otro modo, se penaliza o se beneficia, según cada caso, a las empresas distribuidoras por el mero hecho de que las características de sus mercados y de las producciones en sus zonas, se aparten en más o en menos de la media, lo cual no es coherente e introduce señales ineficientes a la inversión y a la operación de las redes.

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

La propuesta de Resolución que se informa recoge una variación de la tarifa D, tarifa de compra para este colectivo de distribuidores, de aproximadamente el 0,50 %, valor que se ha obtenido por aplicación de la Disposición Adicional Única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, en la que se regula la *Revisión de la tarifa D de venta a distribuidores.*

No obstante, para este colectivo de distribuidores cabrían los mismos comentarios efectuados anteriormente en relación con la merma de margen de la distribución por la bajada de los precios de alquiler de los equipos de medida y control, y en relación con la evolución de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

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

En el año 2002 habrá que compensar a los distribuidores no acogidos al Real Decreto 1538/1987 por los descuentos por interrrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos derivada de que ciertos consumidores cualificados hayan adquirido en el pasado energía en el mercado o la adquieran durante el 2002.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, considerando el saldo de recaudación previsto en 2001, es posible hacer una estimación de las necesidades para el año 2002 previstas en concepto de compensaciones a los

pequeños distribuidores. El resultado de esta estimación es el siguiente: por interrumpibilidad 500 MPTA, por régimen especial, 950 MPTA y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes 1.300 MPTA. Todo ello supone 2.750 MPTA, cifra muy similar a la prevista en la propuesta que se informa.

Se ha de señalar que aún está pendiente la aprobación de la regulación de la compensación por pérdida de ingresos por consumidores cualificados. El consejo de Administración de la CNE aprobó con fecha 24 de julio de 2001 una propuesta de Resolución a estos efectos, que fue remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas.

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.

4.4 La retribución de la gestión comercial y de la demanda

4.4.1 Regulación de la retribución de la gestión comercial

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 19 punto 1, define los costes de gestión comercial como aquellos cuya finalidad es retribuir a la empresa distribuidora por los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado a clientes, tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y equipos de medida, facturación y cobro. No obstante, dicho Real Decreto 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 Real Decreto 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 Orden Ministerial 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 Orden Ministerial 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 Real Decreto 2819/1998, 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) En particular, de aplicarse la tasa de crecimiento de demanda en barras de central prevista para el 2002 sobre el cierre del 2001 (4,2%), los costes unitarios correspondientes son los reflejados en el siguiente cuadro.

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 se ha considerado que el coste de gestión comercial en el que incurre el distribuidor es menor. A este respecto, dado que, a modo de ejemplo, para los equipos de medida de los consumidores cualificados los tiempos de lectura son sensiblemente mayores que para los clientes a tarifa, la anterior suposición puede tornarse errónea, por lo que se estima conveniente analizar todos y cada uno de los costes de las actividades englobadas dentro de la gestión comercial, para, en definitiva, poder validar dichos costes unitarios y evitar de este modo transferencias de rentas indeseables entre un tipo de consumidor y otro.

Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa y a mercado.
Años 1998-2002. Orden Ministerial de 14 de junio de 1999

	Valores de costes unitarios (PTA/año)				
Costes de gestión comercial por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002 propuesta RD**
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono (PTA)	1.600	1630	1672	1717	1756
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión (PTA)	309	315	323	332	340
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro (PTA)	118	120	123	126	129

Costes de gestión comercial por consumidores que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2001 propuesta RD**
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso (PTA)	800	816	837	859	879
Coste unitario anual por recibo emitido por peaje o tarifa de acceso (PTA)	118	120	123	126	129

Asimismo, dicha Orden Ministerial 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 1998-2002. Orden Ministerial de 14 de junio de 1999

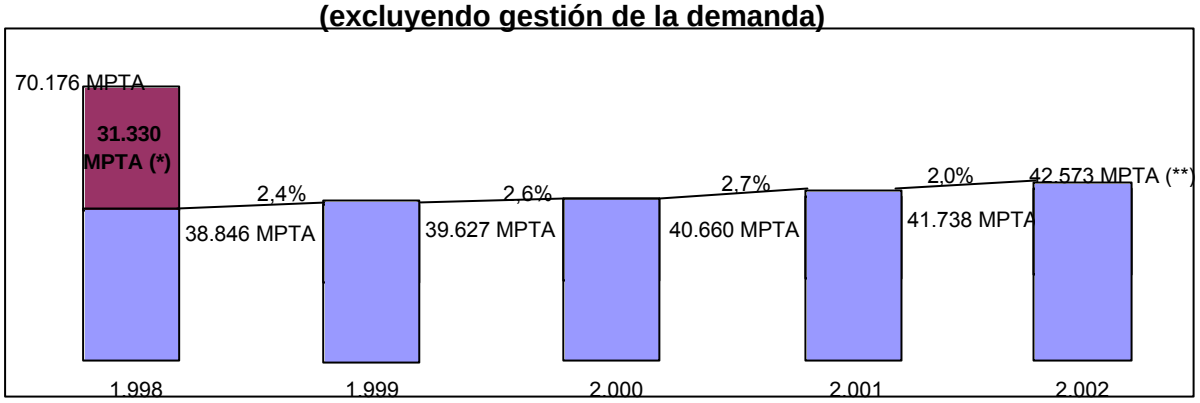
	Valores de costes unitarios (cent €/año)				
Costes de gestión comercial por atención a consumidores que adquieren su energía a tarifas	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002 propuesta RD**
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono (Cent€)	962	980	1.005	1.032	1.055
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión (Cent€)	186	189	194	199	204
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro (Cent€)	71	72	74	76	77

Costes de gestión comercial por consumidores que adquieren su energía mediante contrato como consumidor cualificado	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2001 propuesta RD**
	Actualizador	1,020	1,026	1,027	1,023
Coste unitario anual por contrato de peajes o tarifas de acceso (Cent€)	481	490	503	517	528
		0	0	0	0
Coste unitario anual por recibo emitido por peaje o tarifa de acceso (Cent€)	71	72	74	76	77

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

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para 1998, 1999, 2000 y 2001 (R.D. 2016/1997, R.D. 2821/1998, R.D. 2066/1999 y R.D. 3490/2000, respectivamente) determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 421.766 miles de euros para 1998, 235.999 miles de euros para 1999, 244.371 miles de euros para 2000 y 250.850 miles de euros para el 2001. Análogamente, la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2002 fija en 255.869 miles de euros el coste reconocido a esta actividad para dicho año.

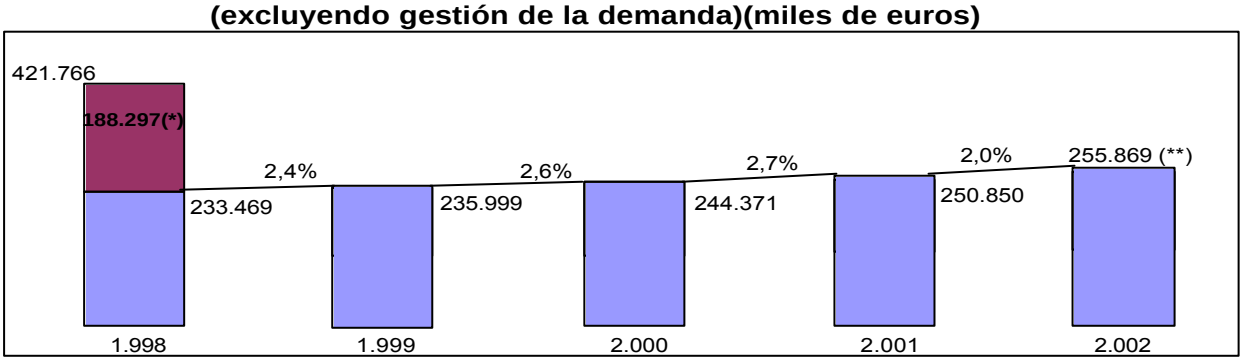
Evolución de la retribución de los costes de gestión comercial (excluyendo gestión de la demanda)



(*) 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

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



(*) 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 Real Decreto 2819/1998, supone que el coste de gestión comercial imputable a la tarifa se incrementa cada año, sin tener en cuenta el efecto, tal y como se ha indicado al hablar de los costes unitarios, 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 unos supuestos 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 188.297 miles de euros. 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 alguna que lo justifique.

Por lo anterior, se incide nuevamente en la necesidad de analizar de una manera pormenorizada las diferentes partidas de costes en los que incurren las empresas distribuidoras en el ejercicio de la actividad de gestión comercial, diferenciando ésta entre los consumidores a tarifa y los consumidores a mercado.

4.4.3 Coste de gestión comercial para el 2002

El artículo 1 punto 4 de la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002 establece que los costes reconocidos destinados a la retribución de la comercialización realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 255.869 miles de euros, *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 2002, 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 retribución de la actividad de distribución, considerando un incremento de la demanda del 4,2 %, el coste que se obtendría como retribución de la gestión comercial para el año 2002 asciende a 256.554 miles de euros, según puede verse en el cuadro siguiente.

Coste de Gestión Comercial (MPTA) Año 2002

Retribución 2001	**41.738**
IPC	2,0 %
Crecimiento Demanda	4,2 %
Fe	30 %
Actualizador	**1,022726**
Retribución 2002	**42.687**

Coste de Gestión Comercial (miles de euros) Año 2002

Retribución 2001	**250.850**
IPC	2,0 %
Crecimiento Demanda	4,2 %
Fe	30 %
Actualizador	**1,022726**
Retribución 2002	**256.554**

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, 685 miles de euros, es debido a la diferencia de la previsión de la demanda prevista en cada uno de los escenarios.

En la información aportada por el Ministerio junto con la propuesta de Real Decreto se presenta un cuadro de costes a recuperar con cargo a peajes. En dicho cuadro se incluye como partida a recuperar en concepto de gestión comercial, la totalidad de la retribución de la actividad de gestión comercial, es decir, 255.869 miles de euros, lo cual, en aplicación del artículo 2 del RD 1164/2001, no es correcto.

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 Real Decreto-Ley 6/1999, establece que desde el 1 de julio de 2000 todos los consumidores de alta tensión pueden ir al mercado. En el límite si todos los consumidores elegibles permanecieran en tarifa integral, coincidiría el coste de gestión comercial con la cuantía asignada en la propuesta de tarifa 2002. 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 Real Decreto-Ley 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.

4.4.4 Gestión de la demanda

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

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

Partiendo de las anteriores consideraciones, se deduce que la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. En España, con el

establecimiento de la elegibilidad total el 1 de enero del año 2003, se habrá dado un gran paso hacia el objetivo de acercar información sobre los precios reales al consumidor final.

No obstante lo anterior, la demanda de electricidad resulta inelástica al precio, sobretodo en sectores como el domestico o el de servicios. En estos casos, de acuerdo con el análisis de los resultados de 1998 efectuados por la Comisión durante el año 2001, se justifican claramente la adopción de programas de gestión de la demanda eléctrica, con el fin de incentivar la penetración en el mercado de nuevas tecnologías de consumo eficiente, como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A o las bombas de calor, así como la realización de campañas de formación y concienciación sobre el ahorro energético.

En nuestro país, se fijaron dotaciones destinadas a los programas de gestión de la demanda en los Reales Decretos de tarifas en los años 1995, 1997 y 1998. La experiencia fue positiva, ya que en determinadas actuaciones se consiguen unos ahorros energéticos que amortizan los incentivos en uno o dos años. Y ello, a pesar de las enormes deficiencias regulatorias que tenían los procedimientos administrativos de asignación, ya que no empleaban mecanismos concurrenciales, con tiempos de promoción muy escasos y en periodos poco propicios para el ahorro (generalmente coincidentes con la campaña de Navidad).

Sin embargo el mayor problema observado ha sido la discontinuidad en el establecimiento de las dotaciones y la ausencia de unas líneas de promoción trasparentes y claras.

La Comisión entiende que sería deseable, desde el punto de vista de la eficiencia energética, la seguridad en el abastecimiento y de la protección medioambiental la adopción de una política estable y continua de gestión de la demanda eléctrica.

El propio Plan de Fomento de las Energías Renovables considera la necesidad de actuar sobre la demanda para poder alcanzar en 2010 el objetivo de que este tipo de energía cubra al menos el 12 por 100 del total de la demanda energética en España.

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

Para ello, se han desarrollado e implementado diversos sistemas, como los de informar al consumidor sobre el mix de generación y emisiones asociadas a la energía que consume o respecto a sus hábitos de consumo, o sistemas basados en proporcionar ayuda financiera para la adquisición de equipos más eficientes en forma de créditos, descuentos en la facturación o pagos directos. De la misma forma existen acuerdos voluntarios entre consumidores y distribuidores, programas de control de carga en periodos de punta, etc.

La Comisión considera importante introducir una dotación en la tarifa que se destine a la incentivación de estos programas, acompañada de una mejora en los mecanismos de asignación de los incentivos de forma que puedan concurrir a ellos tanto distribuidores como comercializadores.

4.5 Costes permanentes del sistema

4.5.1 Costes e ingresos de Extrapeninsulares

La propuesta de RD por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002 determina unas cuotas del 1,601 % y del 3,892 % sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, como “compensación

extrapeninsular". Si se toman los ingresos previstos en el año 2002 de la información adicional suministrada, resultan 33.480 MPTA por este concepto, de los cuales, 31.718 MPTA corresponden a la propia compensación de costes, y 1.762 MPTA como compensación por pérdida de ingresos de clientes cualificados. En el año 2001, las cuotas establecidas fueron del 1% de la tarifa integral y del 2,889% a tarifa de acceso, para atender una compensación prevista de 21.600 MPTA.

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

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

La CNE ha realizado diversos análisis sobre el soporte jurídico de la regulación que debe aplicarse en la determinación de la compensación definitiva extrapeninsular, en ausencia de desarrollo de la Ley. A estos efectos ha elaborado un informe, remitido a la Dirección de Política Energética y Minas, en el que pone de manifiesto la existencia de dos posibles interpretaciones jurídicas en relación con el tratamiento de los sobrecostes extrapeninsulares, durante el período en que, vigente ya la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y pendiente de desarrollo reglamentario el artículo 12 de la mencionada Ley, han estado recaudándose de los consumidores, conforme a los sucesivos Decretos de Tarifas

para 1998,1999 2000 y 2001, unos porcentajes de la facturación para atender al destino específico “Compensación extrapeninsulares”, y, por otra parte, han estado desarrollándose en los territorios extrapeninsulares las actividades de producción transporte y distribución con un determinado coste.

La cuestión central, en torno a la cual surgen las dudas interpretativas, no es la de si ha lugar o no la retribución de los sobrecostes extrapeninsulares, sino la cuestión concreta de cual es la cuantía a reconocer por dicho concepto, y más en concreto aún, si es posible determinar esa cuantía tomando como referencia normativa la Orden de 20 de junio de 1986, anterior a la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico, y cuya vigencia y aplicabilidad puede ser cuestionada.

La Orden de 20 de junio de 1986, emitida en el marco jurídico global denominado “Marco Estable”, al que luego hubo de adaptarse como consecuencia de la aplicación en el ámbito peninsular del RD 1.538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio, determinaba los sobrecostes compensables a partir de la comparación sucesiva de los costes estándares de generación y transporte en territorios extrapeninsulares y los costes estándares peninsulares por los mismos conceptos globales, y de los costes de mercado.

En primer lugar, cabe afirmar que existen en todo caso dificultades para la aplicación de la Orden en este momento, como consecuencia de que no se ha emitido desde 1997 ninguna de las Resoluciones de la Dirección General de Energía (hoy Dirección General de Política Energética y Minas) que concretaban para cada ejercicio determinados parámetros y tasas de retribución.

En segundo lugar, se plantean dificultades respecto a su aplicación práctica al intervenir en la compensación la diferencia de costes de generación extrapeninsulares y peninsulares, cuando a partir de 1998 el marco regulatorio

únicamente considera en la península precios, en lugar de costes. Es por esto, que la Comisión en el informe de tarifas de 2000 propuso alternativamente determinar la compensación como diferencia entre costes e ingresos circunscritos al ámbito peninsular. Sin embargo, en el supuesto de considerar vigente la Orden de 1986, esta adaptación puede presentar problemas jurídicos derivados de realizar una interpretación amplia de la misma.

En tercer lugar, se plantea la vigencia de la Orden de 1986 sobre la base de lo establecido en las Disposiciones Derogatoria Única y Transitoria Primera de la Ley 5/1997, al existir dudas sobre si ésta es opuesta a la Ley, o si, por el contrario, es compatible con ella. En el primer caso, habría de entenderse derogada y no aplicable, por efecto de la Cláusula derogatoria general contenida en la Disposición Derogatoria Única de la Ley, y con arreglo a lo establecido en el artículo 2.2 del Código Civil. En el segundo caso, y conforme asimismo al artículo 2.2 del Código Civil, si la Orden de 20 de junio de 1986 fuera compatible con la Ley 54 /1997, habría de ser aplicada, por dificultoso que fuera el ajuste, y teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 89.4 de la Ley 30/1992 que obliga a la Administración a resolver, sin que la misma pueda abstenerse de hacerlo, por "silencio, oscuridad o insuficiencia de los preceptos legales aplicables al caso".

La CNE, en las conclusiones de su informe y a la vista de la trascendencia que conlleva el resultado de la vigencia o no de la Orden Ministerial de 1986, considera preciso que se someta esta cuestión al dictamen de los órganos consultivos que específicamente tienen atribuida esta función en nuestra legislación.

En la propuesta de Real Decreto que se informa se determina la compensación como diferencia entre los costes e ingresos del ámbito extrapeninsular. Para los costes de generación, se emplean nuevos criterios basados en los valores que figuran en las auditorias de 2000, lo que se aparta de los mecanismos de

determinación de los costes estándares empleados en la determinación de la compensación del año 1997 y anteriores.

La Comisión ha realizado diversas estimaciones sobre el valor de la compensación, aunque todas ellas adolecen de un soporte jurídico claro y definido. Estas estimaciones estarían entre las de la propuesta de Real Decreto de tarifa 2002 y la calculada por ENDESA.

Asimismo, y al igual que el año anterior, se ha de señalar la posible improcedencia de la disposición adicional segunda de la propuesta al señalar que la cuantía de la compensación prevista para el año 2001 es provisional, en tanto no sea desarrollada la Ley, ya que ésta debe tener siempre este carácter, independientemente que se considere o no vigente la Orden de 1986, puesto que de acuerdo con su artículo 12 se han de considerar los costes específicos de estos sistemas, que contemplan los costes de combustible, los de operación y mantenimiento, los de inversión y los de la necesaria reserva de capacidad de generación, y que en un análisis de previsión ex-ante, no es posible determinarlos con certeza.

Por todo ello, la Comisión considera urgente el desarrollo normativo de la Ley del Sector Eléctrico para los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el fin de paliar la inseguridad regulatoria actual, la discriminación de empresas y consumidores insulares y para evitar posibles insuficiencias de retribución presupuestadas en las tarifas.