



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME 24/2005 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO DE TARIFA ELÉCTRICA 2006

22 de diciembre de 2005

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	4
2	MARCO TARIFARIO ACTUAL	6
2.1	Antecedentes	6
2.2	Propuesta de metodología asignativa de costes para establecer tarifas.....	8
2.3	Estructura tarifaria	11
2.4	Déficit tarifario	16
2.4.1	Coste de generación de los ciclos combinados estimado para el ejercicio de 2005	20
2.4.1.1	Evolución del precio del gas en 2005	22
2.4.1.2	Evolución de la generación eléctrica de los ciclos combinados	25
3	EJERCICIO TARIFARIO 2006	27
3.1	Aplicación del contenido del Real Decreto 1432/2002 en la propuesta de Real Decreto	27
3.1.1	Determinación de la demanda	28
3.1.2	Determinación de los costes del sistema	29
3.1.2.1	Coste de generación	29
3.1.2.1.1	Déficit de derechos de emisión.....	30
3.1.2.1.2	Coste de generación del Régimen Ordinario. Coste de generación de los ciclos combinados	31
3.1.2.1.3	Coste de generación del Régimen especial.....	36
3.1.2.1.4	Coste de generación de los sistemas extrapeninsulares e insulares en régimen ordinario	37
3.1.2.2	Costes de transporte, distribución y gestión comercial	38
3.1.2.3	Desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y Coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002.....	38
3.1.2.4	Costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	39
3.1.3	Revisión de las previsiones realizadas en los dos años anteriores.....	39
3.1.3.1	Desvíos definitivos de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica para 2006 ..	41
3.1.3.2	Desvíos provisionales de 2005 con cargo a la tarifa eléctrica para 2006	42

3.1.3.2.1	Efecto del precio del gas sobre el desvío de la tarifa.....	44
3.1.3.2.2	Sobrecoste del Régimen especial	46
3.1.4	Costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica, según el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002	46
3.1.5	Tarifa media o de referencia	48
3.2	Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos	53
3.2.1	Previsión de la demanda en la propuesta RD	54
3.2.2	Previsión de la participación en el mercado	56
3.2.3	Previsión de ingresos	60
4	PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO.....	63
4.1	Entorno internacional	63
4.2	Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto.....	69
4.2.1	Tarifas integrales.....	69
4.2.1.1	Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD	70
4.2.1.2	Sobre otras modificaciones incluidas en la propuesta	74
4.2.1.3	Precios de energía reactiva	77
4.2.2	Tarifas de acceso.....	79
4.2.2.1	Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD	80
4.2.2.2	Otras modificaciones introducidas en las tarifas de acceso.....	81
4.3	Suficiencia de ingresos	83
4.4	Aditividad de costes en las tarifas	89
5	COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2006	95
5.1	Saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas por la cne correspondientes a la tarifa eléctrica de 2005.....	95
5.2	La retribución del transporte.....	100
5.2.1	Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998	105
5.2.2	El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección	106
5.2.3	Incentivo a la disponibilidad	113
5.3	La retribución de la distribución.....	116
5.3.1	Antecedentes	116
5.3.2	La revisión de la retribución a la distribución de años anteriores	118
5.3.3	La retribución de la distribución para el año 2006.....	119

5.3.4	Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución.....	123
5.3.5	Comentarios al Anexo II de la propuesta de Real Decreto (alquileres).....	125
5.3.6	Comentarios al Anexo III de la propuesta de Real Decreto (acometidas)..	126
5.3.7	Comentarios al Anexo V de la propuesta de Real Decreto (pérdidas).....	126
5.3.8	Comentarios al Anexo VI de la propuesta de Real Decreto (actuaciones del Operador del Sistema)	127
5.3.9	Margen de las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997	128
5.3.10	Compensaciones a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes	129
5.4	La retribución de la gestión comercial.....	129
5.4.1	Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica....	132
5.4.2	La revisión de la retribución de la gestión comercial de años anteriores ...	133
5.4.3	La retribución de la gestión comercial para el año 2006	134
5.5	Gestión de la Demanda.....	135
5.6	Costes Permanentes del sistema.....	138
5.6.1	Costes e Ingresos de las empresas extrapeninsulares. Compensación extrapeninsular.....	138
5.6.2	La retribución al Operador del Sistema.....	143
5.6.3	La retribución al Operador de Mercado.....	144
5.6.4	Prima implícita del carbón autóctono	149
5.7	Desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y coste de revisión de generación extrapeninsular e insular en 2001 y 2002	151
5.8	Costes de Diversificación y Seguridad del abastecimiento	153
5.8.1	Régimen especial.....	153
4.7.1.1	Sobre la previsión de coste del régimen especial en 2006	153
4.7.1.2	Revisión de la prima equivalente del régimen especial en el año 2004	160
4.7.1.3	Revisión de la prima equivalente del régimen especial en el año 2005	161
5.8.2	Moratoria Nuclear.....	164
6	CONSIDERACIONES FINALES	165

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 22 de diciembre de 2005, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

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

El día 13 de diciembre de 2005 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006 e información explicativa de dicha propuesta de Real Decreto. Estos documentos fueron remitidos para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió el día 19 de diciembre de 2005, para discutir la propuesta de Real Decreto. Se acompañan, como Anexo I del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo.

Una vez más se hace constar que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar adecuadamente la propuesta de revisión tarifaria. Asimismo, para que el contenido del

informe realizado por la Comisión sea considerado en el RD de tarifas, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación del RD de tarifas en el B.O.E.

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

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios con objeto de fundamentar el informe sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2006, la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema del ejercicio de previsión para 2006 y al que se hace referencia en el presente informe.

La estructura del presente informe es la siguiente. En el apartado 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario, donde el referente es el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997. En el mismo apartado 2 se incluye una reflexión sobre el marco tarifario existente y las modificaciones pendientes.

En el apartado 3 se presenta el ejercicio tarifario 2006, analizándose las previsiones sobre la demanda, la participación de los consumidores en el mercado y los ingresos previstos, que se incluyen en la propuesta de Real Decreto.

En el apartado 4 del informe, se valoran las variaciones de las tarifas integrales y de acceso que incorpora el texto sometido a informe.

En el apartado 5, se analizan las distintas partidas de costes de las actividades eléctricas para 2006.

2 MARCO TARIFARIO ACTUAL

2.1 Antecedentes

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico crea el nuevo marco tarifario que deberá ser aplicado con la liberalización del sector eléctrico. Aunque no se indica explícitamente cómo deben efectuarse las variaciones anuales en las tarifas integrales y de acceso, en su Título III relativo al Régimen Económico, establece que con cargo a tarifas, peajes y precios cargados a los consumidores de suministro eléctrico deben satisfacer las retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas.

Asimismo, en el artículo 17, punto 2 de la citada ley, se determina que anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.

La Ley 53/2002, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, señala que el Gobierno establecerá, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, pudiendo fijar un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa.

Asimismo, dicha Ley establece que, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta, al menos las siguientes previsiones.

Por una parte, el precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario, para aquellas instalaciones cuya autorización sea anterior al 31 de diciembre de 1997 y pertenecientes a sociedades con derecho a cobro de costes de transición a la competencia, será de 3,6061 Cent€/kWh, y para el resto de instalaciones, se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas en el ejercicio de que se trate.

Por otra parte, la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, en su artículo 94, punto 2, incluye como un coste de la tarifa, la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002 y la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del RD 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001 y en la disposición adicional segunda del RD 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, desarrolla las modificaciones que introduce la Ley 53/2002, sobre la tarifa media establecida hasta entonces. Asimismo, establece un procedimiento para calcular los costes y la demanda, variables que configuran la tarifa media. Dicho RD determina tanto un límite máximo anual al incremento de la tarifa media o de referencia, como al incremento de las tarifas integrales y de acceso.

Esta Comisión, tanto en su informe 16/2002, sobre la propuesta de Real Decreto sobre metodología de tarifa media, como en sucesivos informes sobre propuestas de Reales Decretos de tarifas eléctricas¹ ha puesto de manifiesto que el Real Decreto 1432/2002 desarrolla una metodología para determinar los costes del sistema y la variación de la tarifa media, pero no presenta una metodología de asignación de los costes para determinar las tarifas integrales y de acceso.

Más aún, los resultados de aplicar una metodología asignativa para establecer las variaciones tarifarias de forma gradual, quedan sujetos, en definitiva, a los límites al crecimiento máximo de las tarifas integrales y de acceso que impone dicho RD, en su artículo 8, punto 5, esto es, al crecimiento de la tarifa media más 0,6%.

¹ Informe 18/2002, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2003, Informe 58/2003, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2004, Informe 7/2004, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2005.

Sobre el efecto que los límites máximos al crecimiento de las tarifas pudiera tener sobre la suficiencia de ingresos, en el informe 16/2002 de esta Comisión se señaló que deberían ser adoptadas las disposiciones que fueran necesarias para su logro.

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

2.2 Propuesta de metodología asignativa de costes para establecer tarifas

Esta Comisión elaboró una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso, aprobada por el Consejo de Administración el 22 de noviembre de 2001 y remitida al Ministerio y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad los días 3 de diciembre y 10 de diciembre, respectivamente.

La citada propuesta de metodología de asignación de costes de la CNE es parte necesaria de una metodología general tarifaria que comprenda procedimientos transparentes y objetivos sobre los que, en opinión de esta Comisión, se podrían realizar las futuras revisiones de las tarifas. En definitiva, se considera que las variaciones de las distintas tarifas integrales y de acceso, introducidas anualmente en el Real Decreto de tarifa eléctrica deberían responder a una metodología de asignación de costes entre los distintos suministros, más que a un ejercicio de conciliación de los ingresos estimados, según los consumos previstos y las variaciones tarifarias de la propuesta de Real Decreto, y los costes resultantes de aplicar el Real Decreto 1432/2002.

La Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o

aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan las tarifas o, al menos, las metodologías al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal. En este caso, el órgano pertinente estará facultado para aprobar o rechazar un proyecto de decisión presentado por la autoridad reguladora. Dichas tarifas, métodos o modificaciones de los mismos se publicarán junto con la decisión sobre la adopción formal. Todo rechazo formal de un proyecto de decisión será también publicado, junto con su motivación.

Entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha las medidas de impulso a la productividad, aprobados por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato vigésimo cuarto, dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje, que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los distintos consumidores.

Con fecha 20 de diciembre la CNE ha enviado a MITC un informe que incluye una actualización de la metodología tarifaria de la CNE del año 2001, así como la asignación de costes a las diferentes topologías de consumidores.

Esta Comisión desarrollará, durante la primera mitad de 2006, en colaboración con los distintos agentes del sector, entre otros, los siguientes temas, que deberá incluir la propuesta definitiva de metodología tarifaria que sea remitida al MITC.

Algunos de los siguientes cuestiones deberán adaptarse a la discusión y conclusiones sobre aspectos del marco regulatorio del sector eléctrico. Próximamente, la CNE presentará un plan de trabajo detallado para dar respuesta a los aspectos que se relacionan a continuación.

En primer lugar, se debe realizar una valoración y asignación de los servicios de gestión de la demanda que proporcionan los grandes clientes de electricidad, y que actualmente están regulados en la Orden de 12 de enero de 1995.

En segundo lugar, se analizará la aplicación de medidas de eficiencia energética a través de opciones tarifarias que vayan dirigidas, en particular, a los clientes domésticos. Para ello es necesario disponer de los perfiles de consumo de dichos clientes. Esta Comisión considera que se podría destinar una parte de la financiación de 173.460 miles de € incluida en la tarifa eléctrica de 2006, para financiar los contadores de medidas horarias de energía un panel representativo de clientes domésticos, lo que permitirá valorar distintas opciones tarifarias a consumidores domésticos. Cabe señalar la necesidad de disponer de los perfiles horarios de los consumidores domésticos para analizar el efecto de medidas de ahorro y eficiencia energética, a través de las opciones tarifas se propongan a dichos clientes.

En tercer lugar, se revisarán y, en caso necesario, se propondrán modificaciones en los calendarios, zonas y temporadas, vigentes sobre las que se basa la aplicación de las tarifas de acceso y de los complementos de discriminación horaria en las tarifas integrales.

En cuarto lugar, se estudiará la coherencia entre las estructuras de las tarifas integrales y de acceso, como un elemento que facilite la aditividad de costes en las tarifas integrales.

En quinto lugar, se propondrán criterios para asignar cada concepto de coste y establecer, así las tarifas integrales y de acceso, de forma que permitan la recuperación de costes, y proporcionen señales de eficiencia en el consumo a los clientes, tal y como muestran las directrices del mandato.

En sexto lugar, se revisará la estructura de precios de garantía de potencia aplicados a los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el mercado liberalizado.

En séptimo lugar, se utilizará la información de los trabajos que está realizando esta Comisión, derivados de la *“Propuesta de la retribución de la distribución”*, para asignar los costes fijos y variables de dicha actividad, entre los distintos niveles de tensión.

En octavo lugar, se analizarán mecanismos para dar señales eficientes de localización en la red a los generadores.

En noveno lugar, en la medida en que las tarifas deben reflejar los costes del suministro de los clientes, se analizará la posibilidad de aplicar un procedimiento para actualizar y trasladar, a partir de un umbral, con periodicidad inferior al año, las variaciones en los costes de generación de las adquisiciones de energía de los distribuidores por sus clientes a tarifas integrales, a los términos variables de las tarifas integrales. La revisión periódica de los términos variables de las tarifas eléctricas se realiza, en países de nuestro entorno Europeo y, en España, con carácter trimestral, en otros productos energéticos, tales como el gas natural y el GLP envasado en envases con capacidad igual o superior a 8 kg.

Cabe destacar que, tanto la actualización de los términos variables de las tarifas con carácter inferior al anual, como la determinación del coste de generación a incluir en las tarifas, como una parte esencial de la metodología tarifaria que se proponga finalmente, dependerá, necesariamente, del modelo de mercado que se determine para el sector, cuyo desarrollo debería tener máxima prioridad en la primera parte de 2006.

2.3 Estructura tarifaria

En la actualidad se aplican dos estructuras diferentes de precios por el suministro de electricidad, dependiendo que el consumidor acuda al mercado liberalizado o al mercado regulado.

Por una parte, los consumidores que permanecen en el mercado regulado, por su suministro de electricidad, deben pagar las tarifas integrales, cuyos valores son

publicados en el Real Decreto de tarifa eléctrica, tal y como establece el artículo 17 de la Ley 54/1997.

Actualmente, la estructura tarifaria incluida en la Orden de 12 de enero de 1995 presenta más de 145 tarifas integrales diferentes, resultado de combinar las opciones tarifarias y los diferentes complementos tarifarios de interrumpibilidad y discriminación horaria, que ofrece. En dicha estructura hay tarifas generales, diferenciadas por niveles de tensión y utilización de potencia (corta, media y larga utilización), tarifas por usos, tarifa bloque horaria con un periodo de punta móvil (THP), etc.

Dicha estructura de precios, así como los complementos (descuentos/recargos) asociados, los calendarios que, con carácter general, se utilizan para aplicar las distintas discriminaciones horarias, las zonas y las temporadas que diferencian la aplicación tarifaria en cada caso, no han registrado modificaciones significativas desde 1995, si bien se introdujo en 1998 la liberalización del sector y una evolución progresiva de la elegibilidad del consumidor al mercado liberalizado.

A diferencia, del sector del gas natural, en el que la introducción del modelo de liberalización vino acompañado de un cambio radical, en la estructura tarifaria vigente hasta entonces², en el sector eléctrico, se optó por un cambio más gradual. Cabe destacar, la creación de un grupo de trabajo de estructura de tarifas eléctricas, durante 1997, cuyo objeto fue analizar la introducción de una nueva estructura de tarifas integrales que fuera compatible con el modelo de liberalización que se estaba desarrollando. No obstante, finalmente se decidió mantener la estructura tarifaria vigente hasta entonces y dar la opción al consumidor cualificado de permanecer en la tarifa integral o de acudir al mercado liberalizado.

Desde 1998, se han introducido los siguientes cambios en las tarifas integrales de la Orden de 12 de enero de 1995.

² El RD 949/2001, de 3 de agosto, establece una estructura de tarifas de venta y de peajes de conducción de gas natural, por niveles de presión y consumo anual del cliente, eliminando la estructura de tarifas por usos doméstico-comerciales e industriales, vigente hasta entonces.

El RD 2066/1999, sobre la tarifa eléctrica 2000, eliminó el término variable del complemento de interrumpibilidad de las tarifas generales sujetas a dicho complemento. Dicho RD eliminó la compatibilidad de acogerse a contratos para el suministro adicional con la opción tarifaria THP.

Asimismo, dicho RD eliminó la opción de acogerse a tarifa THP y a tarifas generales con complemento de interrumpibilidad, a nuevos clientes, que no lo fueran ya en 1999. No obstante, el RD 2392/2004, en su disposición transitoria única, punto 4, establece que para industrias de nueva creación, la DGPEM podrá autorizar la aplicación de estas tarifas con complemento de interrumpibilidad, siempre que cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas y en las condiciones generales establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995. En estos casos el contrato de tarifa con el complemento por interrumpibilidad será incompatible con contratos de suministro adicional.

El RD 1436/2002, sobre la tarifa eléctrica 2003 introdujo la interrumpibilidad flexible, como un mecanismo de gestión de dicho servicio a tarifa regulada, por parte del Operador del Sistema, para los clientes acogidos a dicho sistema.

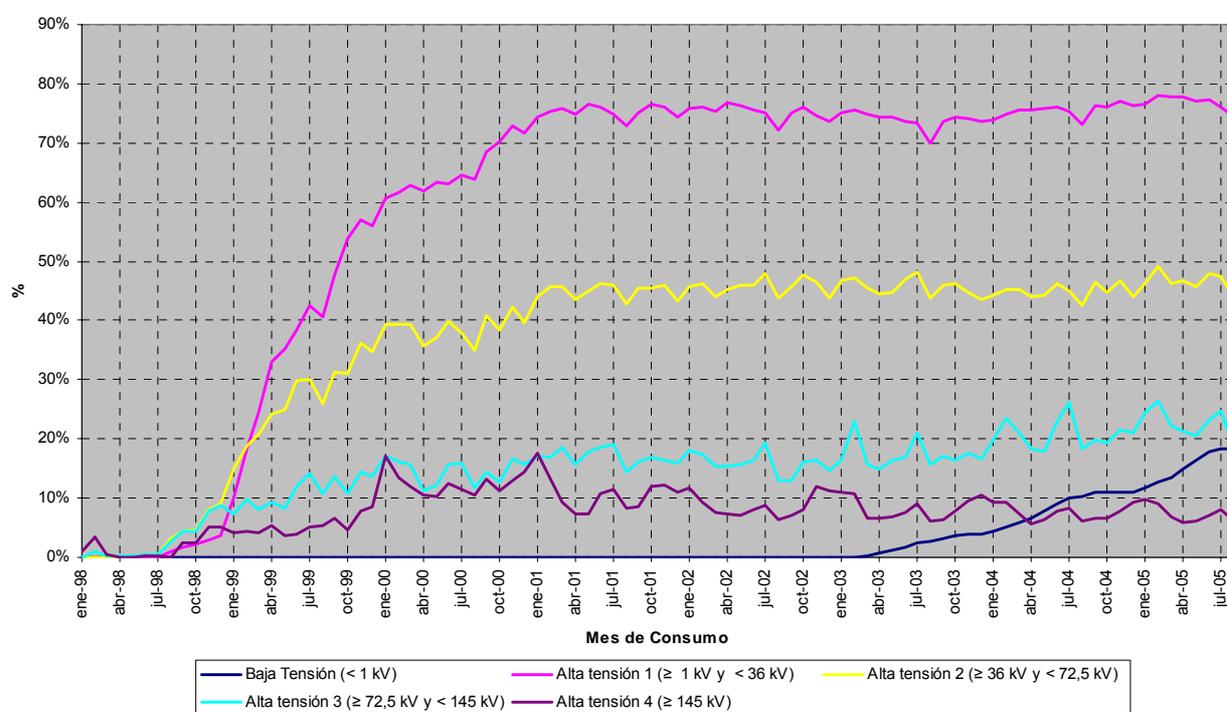
Por último, respecto al periodo transitorio para mantener la elegibilidad del cliente de alta tensión a las tarifas integrales, si bien el RD-L 6/2000 introducía un límite a la opcionalidad del cliente de alta tensión, situándolo en 2007, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, amplía dicho periodo hasta 2010, lo que supone que para los 5 próximos años se mantendrá la opcionalidad a todos los clientes eléctricos, bien a mercado regulado, bien a mercado liberalizado.

Por otra parte, para los consumidores que deciden acudir al mercado liberalizado, la Ley 54/1997 establece que deberán pagar por los costes de redes de transporte y distribución, así como por los costes permanentes y de diversificación en la proporción que les corresponda.

El RD 2016/1997 estableció la primera estructura de tarifas de acceso. Dichas tarifas de acceso eran una proporción de las tarifas integrales publicadas en el mismo RD,

descontando, en dicho porcentaje, el coste de generación. La no consideración en las tarifas de acceso, de los complementos por discriminación horaria, o por interrumpibilidad, que no han sido internalizados de la misma forma por los precios del mercado mayorista de electricidad, a como son regulados en las tarifas integrales, llevó a que los clientes elegibles entonces, esto es, aquellos cuyo consumo superara los 15 GWh/año, no acudieran, en general, al mercado.

Gráfico 1. Evolución de la participación en el mercado liberalizado. Participación de la energía consumida por niveles de tensión. Ámbito nacional



Fuentes: CNE.

Nota: No se incluye consumo en Ceuta y Melilla, ni conexiones internacionales y otros consumos (empleados, consumos propios, concesiones administrativas y trasvase Tajo-Segura).

La estructura de tarifas de acceso vigente en la actualidad procede del RD 1164/2001. Los clientes que acuden al mercado cuentan con 9 tarifas de acceso³, diferenciadas por

³ Existen, además, tarifas de acceso correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la UE cuyos precios son un porcentaje de los de las tarifas de acceso aplicadas con carácter general.

niveles de tensión y bloques horarios. A diferencia de lo que ocurre con las tarifas integrales, en las tarifas de acceso no hay diferenciación zonal. Asimismo, los calendarios que definen los bloques horarios de las tarifas de acceso proceden de la Orden de 12 de enero de 1995 (discriminación tipo 3 en las tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A y discriminación de la THP (tarifa de 7 periodos), eliminando la punta móvil (período 1), para las tarifas de acceso 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5, de 6 periodos).

Cabe señalar que a finales de 2005, según información de liquidaciones eléctricas, el 37% de la energía del sistema y 10% clientes han acudido al mercado liberalizado.

Según información proporcionada por las empresas distribuidoras, se espera una vuelta de consumidores al mercado regulado en 2006, respecto a 2005, tal y como se analiza en el epígrafe 3.2 del presente informe. Cabe señalar que han sido los consumidores de media tensión y, desde que son elegibles en 2003, también los consumidores de baja tensión, los dos grupos que han acudido de forma más dinámica al mercado liberalizado, debido, básicamente a que entre las tarifas integrales que les correspondería pagar en el mercado regulado y lo que deben pagar por acudir al mercado liberalizado, hay márgenes positivos, lo que es tenido en cuenta en las ofertas de las comercializadoras a estos clientes.

Por el contrario, los consumidores que registran márgenes negativos en sus tarifas integrales respecto a la opción de acudir al mercado liberalizado, permanecen acogidos a tarifas integrales.

En resumen, desde la liberalización se han mantenido dos esquemas de precios regulados diferentes. En particular, no se han introducido modificaciones significativas en la estructura de tarifa integrales de 1995 y se constatan, según ha sido puesto de manifiesto en sucesivos informes de tarifa eléctrica de esta Comisión, problemas de coherencia entre los precios pagados en el mercado regulado y en el mercado liberalizado por distintos grupos de consumidores.

Teniendo en cuenta lo anterior respecto a las diferencias entre los precios de clientes en ambos mercados, cabe reseñar lo indicado por esta Comisión en su informe 16/2002:

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

En consecuencia, se considera adecuado introducir, sin demora, los cambios que sean necesarios para eliminar inconsistencias en las estructuras de precios regulados vigentes. El desarrollo durante 2006 del modelo de mercado eléctrico, el establecimiento de una metodología asignativa de costes para establecer tanto tarifas de acceso, como tarifas integrales, así como la introducción de las modificaciones que sean necesarias para evitar inconsistencias detectadas entre las estructuras de los precios en el mercado regulado y en el liberalizado, llevarán a que el marco tarifario vigente no dificulte el acceso al mercado liberalizado de los consumidores de electricidad.

2.4 Déficit tarifario

La propuesta de RD, en su artículo 1, establece que el 1 de julio de 2006, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante RD, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, por una parte, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, y, por otra parte, incluyendo el reintegro, con cargo a la tarifa eléctrica de los próximos ejercicios, de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas por la CNE correspondientes a la tarifa eléctrica de 2005 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del RD 2017/1997, en los importes realmente aportados por cada una de ellas con inclusión de los costes financieros que se devenguen hasta el límite máximo de los saldos pendientes de cobro de los CTC..

Si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión sujeto, por tanto, a errores, esto es, a diferencias entre las variables estimadas y las registradas realmente, las tarifas deben integrar todos los costes que corresponda por el suministro de electricidad de consumidores en el mercado regulado. Por una parte, porque mediante los ingresos obtenidos a través de las tarifas de acceso y de las tarifas integrales deben recuperarse los costes por el suministro de electricidad, incluidos en el mecanismo de liquidaciones del RD 2017/1997. Por otra parte, porque todas las tarifas deben reflejar el coste de suministro de electricidad de cada grupo de clientes.

Respecto al déficit tarifario acumulado en el periodo comprendido entre los años 2000 y 2002, tal y como se describió en la Memoria justificativa que acompañaba a la propuesta de RD 1432/2002, el mismo aparece cuando el ingreso de las empresas distribuidoras, en aplicación de las tarifas de acceso y de las tarifas integrales, es insuficiente para cubrir los costes de las actividades reguladas, las compras de energía de régimen especial que les corresponda y el coste de generación de clientes a tarifa integral.

La recuperación del déficit, a lo largo de diferentes ejercicios tarifarios, provoca distorsiones en las variaciones futuras de los precios. Por una parte, y en comparación con un ejercicio tarifario sin déficit, la inclusión del mismo, provoca por el importe que sea incluido en la tarifa, mayores aumentos/menores reducciones. Por otra parte, para garantizar la recuperación del déficit y teniendo en cuenta que el consumidor puede optar por acudir al mercado liberalizado o al mercado regulado, el déficit debería ser incluido tanto en las tarifas integrales, como de acceso, aunque la generación de dicho déficit haya sido provocado por los consumidores que están en mercado regulado. En consecuencia, en caso de que la recuperación del déficit tarifario de 2005, en parte, se realice a través de las tarifas de acceso, se introducirán distorsiones en los precios de los clientes que acudan al mercado liberalizado.

La propuesta de RD, se refiere al reintegro de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas por la CNE correspondientes a 2005, con cargo a la tarifa eléctrica de los próximos ejercicios.

Según la última información disponible, en el momento de realizar el presente informe, relativa a la liquidación provisional 9 de 2005, los ingresos netos declarados por el conjunto de los distribuidores resultan insuficientes, para cubrir el conjunto de costes que, según la normativa, se han de retribuir en cada liquidación provisional.

En el siguiente cuadro (denominado cuadro 2 en las liquidaciones eléctricas, se recoge la cuantía de las partidas implicadas en el proceso de liquidación, comparándose con la previsión de liquidaciones de actividades reguladas efectuada a partir de la tarifa de 2005.

Cuadro 1. Comparación liquidación actividades reguladas 2005. Total nacional

CONCEPTO	Liquidación nº 9 2005		Previsión Liquidación Actividades Reguladas		DIFERENCIA ABSOLUTA	
	GWh	miles €	GWh	miles €	GWh	miles €
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	101.164	8.039.381	102.450	8.050.791	-1.286	-11.410
Ingresos por facturación de tarifas de acceso	59.116	1.243.702	57.354	1.218.133	1.762	25.569
TOTAL INGRESOS BRUTOS	160.280	9.283.083	159.803	9.268.924	477	14.159
CUOTAS		572.738		597.109		-24.371
TOTAL INGRESOS NETOS		8.710.345		8.671.815		38.530
Coste energía en el mercado cons. a tarifa (1)	93.137	5.941.507	85.327	3.323.921	7.810	2.617.586
Coste energía adquirida al régimen especial (2)	18.504	1.785.713	27.768	2.010.451	-9.264	-224.738
TOTAL COSTE ENERGIA	111.641	7.727.220	113.095	5.334.371	-1.454	2.392.849
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES REGULADAS Y CTC'S RESTO.		983.125		3.337.444		-2.354.319
Transporte		634.789		634.789		0
Distribución y gestión comercial		2.363.212		2.363.232		-20
Calidad de servicio		54.200		54.200		0
Gestión de la demanda		6.775		6.775		0
Desajuste de ingresos anteriores a 2003		141.669		141.669		0
Revisión generación extrapeninsular		12.221		12.221		0
CTC Resto / Déficit de ingresos		-2.229.741		124.558		-2.354.299
Desglose de CTC:						
Stock de carbón		1.472		1.472		0
Prima del carbón		57.271		131.869		-74.598
Reducción de prima		-11.816		-11.816		0
CTC Tecnológicos (Plan Financ. Extraor., AG y AE) / Cobertura déficit		-2.276.668		3.033		-2.279.701
CTC TOTAL		-2.229.741		124.558		-2.354.299

Fuente: CNE. Cuadro 2 del Informe sobre la liquidación de las actividades reguladas 9/2005.

Se consideran unas pérdidas medias de 9,35% (7,49% cualificados y 10,39% tarifas).

(1) La energía en el mercado de consumidores a tarifa incluye la previsión de la energía vertida por las instalaciones de Régimen Especial directamente al mercado (11.793 GWh).

El coste de la energía en el mercado de consumidores a tarifa incluye el coste de la energía de dichas instalaciones de Régimen Especial valorada al precio medio peninsular (3,821 Cent€/kWh).

(2) La energía no incluye las ventas de energía de las instalaciones de Régimen Especial en el mercado de producción. El coste de energía adquirida al Régimen Especial incluye el pago realizado por los distribuidores al Régimen Especial.

El principal motivo que explica la insuficiencia de ingresos para el pago de los costes necesarios⁴, es que el precio medio de compra de los distribuidores en el mercado organizado de producción se ha situado en 6,38 cent€/kWh, esto es, un 68% superior al incluido en la tarifa media de 2005 y, según cada caso, en los valores de las tarifas integrales publicados en el RD 2392/2004.

Como resultado, también, de la evolución del precio de mercado durante 2005, el coste de la energía producida por el régimen especial de las unidades que han acudido al mercado es muy superior (19,6%) al que se previó en la tarifa eléctrica de 2005.

El precio de generación incluido en la tarifa eléctrica se calcula, de acuerdo con el artículo 94, punto 2, letra a) de la Ley 53/2002, que lo segmenta de la siguiente forma:

“1. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el Gobierno establecerá, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, pudiendo establecer un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa.

2. A estos efectos, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta al menos las siguientes previsiones:

a) El precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario será el siguiente:

1. Para aquellas instalaciones cuya autorización sea anterior al 31 de diciembre de 1997 y pertenecientes a sociedades con derecho a cobro de costes de transición a la competencia será de 3,606 céntimos de euro por kWh.

⁴ Transporte, distribución, calidad de servicio, gestión de la demanda, desajuste de ingresos anteriores a 2003, revisión de generación extrapeninsular, stock de carbón a la entrada del modelo, prima por consumo de carbón autóctono de 2005 (reducida en la cuantía establecida para la devolución de la prima de los años 1998 y 1999) y Plan de Financiación Extraordinario de ELCOGAS.

2. Para el resto de instalaciones se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas en el ejercicio de que se trate.

Es necesario, a efectos de evitar déficit derivados del coste de generación incluido en la tarifa eléctrica, que haya coherencia entre el precio derivado del modelo de mercado que se establezca y el coste de generación incluido en las tarifas integrales, que según la Ley 53/2002, y hasta 2010 se ha determinado de la forma indicada anteriormente.

Al margen de lo anterior, teniendo en cuenta la fórmula de cálculo del coste de generación de los ciclos combinados establecida en la Ley 53/2002, desarrollada en el artículo 4 del RD 1432/2002, en el siguiente punto, se presenta una revisión del coste de generación incluido en la tarifa media de 2005, debido al aumento del precio del gas y a la mayor generación de los ciclos combinados registrada al cierre de 2005 respecto al escenario de previsión.

2.4.1 Coste de generación de los ciclos combinados estimado para el ejercicio de 2005

A efectos meramente de análisis, en el siguiente cuadro se compara el coste de generación de los ciclos combinados previsto en la tarifa media de 2005, de acuerdo con el RD 1432/2002, y el precio medio ponderado final de las centrales de ciclo combinado liquidado en el mercado mayorista, en el periodo de enero a septiembre de 2005. Asimismo se compara la energía generada por los ciclos combinados prevista en el ejercicio de tarifa de 2005, y la estimada para el cierre de 2005 por el Operador del Sistema, según información aportada en octubre de 2005 a esta Comisión.

Cuadro 2. Coste de Generación de los Ciclos combinados previsto en la tarifa media de 2005 para todo el sistema vs Previsión de cierre de 2005

	Previsión 2005		(B) - (A)	Tasas de Variación de (B) sobre (A)
	Previsión Inicial (A)	Previsión Cierre (B)		
Energía (GWh)	38.853	47.960	9.107	23,4%
Precio Medio (Cent €/kWh)	4,3314	5,7729	1,4415	33,3%
Coste total (Miles de €)	1.682.873	2.768.665	1.085.792	64,5%

Fuentes: OMEL, REE, MITC y CNE.

Precio Medio de Mercado de producción para unidades de generación de ciclos combinados en el periodo enero-septiembre de 2005.

Se observa que la previsión del coste de la generación de los ciclos combinados para todo el sistema en 2005 ascendería a 1.085.792 Miles de € superior al considerado hace un año para la tarifa media de 2005, esto es un 64,5% superior. La mayor generación eléctrica de los ciclos combinados registrada respecto a la prevista inicialmente (23,4% superior), se explica, en parte, por la baja generación hidráulica de 2005⁵, por el efecto de la sequía. Cabe destacar, por otra parte, que el precio de mercado al que se ha visto casada dicha energía, es un 33,3% superior al coste medio inicialmente considerado en la tarifa media para estas instalaciones.

A continuación se valora el impacto del aumento del precio del gas sobre el coste medio de generación de los ciclos combinados previsto en la tarifa eléctrica de 2005, esto es, manteniendo el procedimiento incluido en el RD 1432/2002.

⁵ En el escenario de cobertura central de hace un año, el OS estimó una generación hidráulica de 31.000 GWh, mientras que en su previsión de cierre de año es de 18.670 GWh, según información proporcionada a esta Comisión.

2.4.1.1 Evolución del precio del gas en 2005

A continuación, se compara el coste de generación de los ciclos combinados previsto en la tarifa media de 2005, con el resultante de considerar los siguientes escenarios, que muestran distintos valores del precio del gas en 2005:

- **Coste de la Materia Prima (CMP) medio 2005:** Coste de la Materia Prima de 2005, ponderado por el número de días de vigencias, los valores de la Orden ITC/104/2005, de 28 enero, de la Resolución de 14 de julio de 2005, de la Resolución de 14 de abril de 2005 y de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre.⁶
- **Último CMP disponible⁷:** CMP de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, por la que se modifica la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero.
- **Henry – Hub:** Precio medio del Henry – Hub en el periodo comprendido entre enero y septiembre de 2005, publicado en World Gas Intelligence.

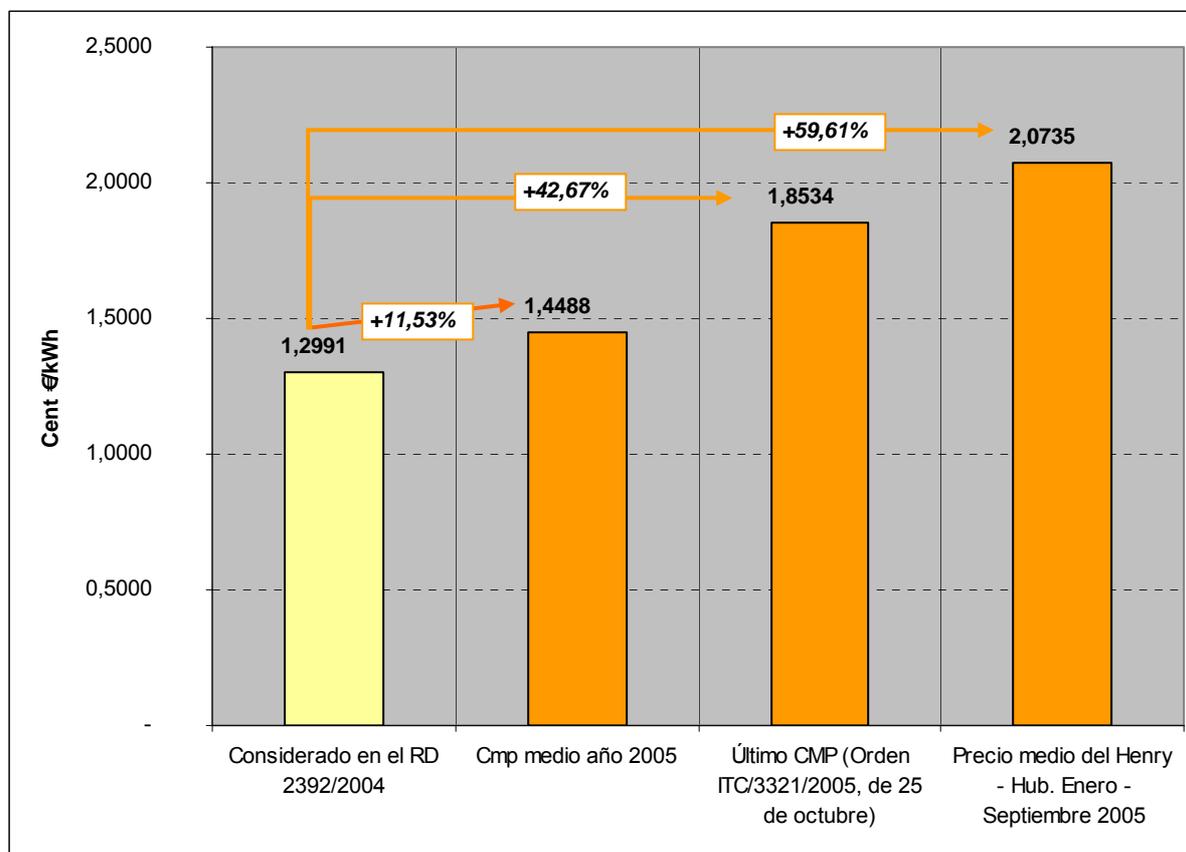
Para los citados valores del precio del gas natural, se calcula el coste medio de la energía de los ciclos combinados, utilizando el mismo procedimiento que en el ejercicio tarifario de 2005⁸, teniendo en cuenta que dicho coste medio fue incluido finalmente en la tarifa media de 2005.

⁶ Este es el valor del precio del gas considerado en la revisión de desvíos de 2005 (véase epígrafe 3.1.3 del presente informe).

⁷ Este es el valor del precio del gas incluido en la previsión para 2006 (véase epígrafe 3.1.2 del presente informe).

⁸ Véase epígrafe 2.2 del informe CNE 7/2004.

Gráfico 2. Evolución del CMP y del precio del gas natural en el mercado spot. Año 2005



Fuentes: World Gas Intelligence, Orden ITC/104/2005, de 28 enero, de la Resolución de 14 de julio de 2005, de la Resolución de 14 de abril de 2005 y de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre.

En el siguiente cuadro se observa que el coste medio de la generación de los ciclos combinados, calculado con el mismo procedimiento que en la tarifa de 2005 según estos tres escenarios del precio del gas, ha sido entre un 6% superior (considerando el precio del gas como el promedio del CMP de 2005) y un 33% superior (incluyendo la media de los valores registrados del Henry Hub de enero a septiembre de 2005), que el previsto en la tarifa media de 2005. Cabe recordar que el precio del gas incluido la tarifa media de 2005 fue el valor del CMP, actualizando la fórmula de la Orden ECO/31/2004 en noviembre de 2004.

Cuadro 3. Efecto del precio del gas sobre el coste medio de generación de los ciclos combinados en 2005.

Escenarios		Precio del gas	Coste medio generación ciclos combinados	Tasas de variación sobre el escenario original	
		Cent €/kWh de gas	Cent €/kWh eléctrico	Precio del gas	Coste medio Ciclo combinado
Original	RD 2392/2004	1,2991	4,3314		
Medio 2005	Cmp medio año 2005	1,4321	4,5732	10%	6%
Último CMP	Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre	1,7720	5,1912	36%	20%
Henry - Hub	Precio medio del Henry - Hub. Enero - Septiembre 2005	2,0735	5,7393	60%	33%

Fuentes: World Gas Intelligence, Orden ITC/104/2005, de 28 enero, de la Resolución de 14 de julio de 2005, de la Resolución de 14 de abril de 2005 y de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, OMEL.

Escenario Original: coste medio de generación de los ciclos del escandallo de costes tarifa 2005 publicado en la web del MITC.

El precio medio final en el mercado de producción, por la energía de los ciclos combinados, en el periodo enero-septiembre de 2005, ha sido un 33,3% superior al previsto en la tarifa media de 2005, un 26,2% superior al escenario de considerar un precio del gas promedio de los valores del CMP de 2005, y únicamente un 0,6% superior a considerar como valor del precio medio del gas de 2005 el del Henry-Hub registrado entre enero y septiembre de 2005.

En términos generales, es el valor del Henry-Hub el que más se aproxima al precio del gas implícito en el precio medio de mercado de los ciclos combinados, si bien debe tenerse en cuenta que los titulares de la centrales de ciclo combinado tienen con las comercializadoras de gas natural, contratos de aprovisionamiento a largo plazo, pudiendo registrar costes inferiores a los derivados exclusivamente del precio del mercado *spot*, tal como por ejemplo, el del Henry-Hub.

2.4.1.2 Evolución de la generación eléctrica de los ciclos combinados

La mayor generación eléctrica de los ciclos combinados esperada para el cierre de 2005, de acuerdo con la previsión del OS, respecto a la prevista el Real Decreto 2392/2004 (9.127 GWh más), tiene un doble efecto. Por una parte, aumenta el coste de la generación eléctrica con ciclos combinados, que según el artículo 6 del RD 1432/2002, se valora a un coste medio superior al del resto de centrales, cuyo precio fija dicho RD en 3,6061 Cent€/kWh. Por otra parte, cuanto mayor sea la generación de los ciclos combinados, mayor es el número de horas de utilización de la central, reduciéndose el coste medio de generación de dichas instalaciones⁹.

Cabe recordar que, en el mismo periodo de tiempo, se dispone de información sobre las previsiones de la generación eléctrica de los ciclos combinados, tanto en la tarifa 2005 como en la de 2006, procedente de distintas fuentes. Se puede comprobar en el cuadro siguiente que, se dispone de información de REE, como OS, para realizar la tarifa eléctrica de 2005. Además, se dispone de información de ENAGAS, sobre la previsión de demanda de gas para la generación eléctrica de los ciclos combinados, proporcionada a esta Comisión a efectos de la tarifa de gas de 2005. Por último, en la información que acompañó a las propuestas de Ordenes de las tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural, se incluyeron las previsiones de las instalaciones de ciclos combinados, proporcionadas a sus distribuidoras/transportistas de gas natural. Cabe destacar que la información proporcionada por esta última fuente es la que más se ha acercado a la previsión de generación eléctrica de ciclos combinados, de acuerdo con el escenario de cierre de REE proporcionado a esta Comisión, en octubre de 2005. Por todo ello, se hace necesario que exista coherencia entre las previsiones de generación eléctrica de las instalaciones de ciclos combinados que proporcionen REE, para la tarifa eléctrica, y ENAGAS, para las tarifas de gas natural.

⁹ En el cálculo del coste medio se incluye, tanto el coste fijo de ATR, como el coste unitario de inversión, por considerar que, en parte, deberían ser recuperados a través del Pago de Garantía de Potencia.

Cuadro 4. Comparación de previsiones de generación eléctrica de los ciclos combinados en 2005.

Previsión Inicial 2005	
<i>Previsión REE (Octubre 2004)</i>	
Escenario de Demanda	Producción eléctrica (GWh) (1)
Superior	42.211
Central	39.664
Inferior	35.921
Información que acompañaba a la Propuesta de RD de Tarifa eléctrica para 2005	
	38.853
<i>Empresas gasistas = Memoria que acompaña a propuesta de Órdenes</i>	
Demanda de gas según escenario de las empresas gasistas (2)	47.890
<i>Previsión Enagas</i>	
Demanda de gas según GTS (2)	44.290
Previsión Cierre 2005	
<i>Previsión REE (Octubre 2005)</i>	
Escenario de Demanda	Producción eléctrica (GWh)
Central	47.960

Fuentes: REE, ENAGAS, empresas gasistas, MITC (información que acompaña a propuesta RD de Tarifa eléctrica 2005 y Memoria que acompaña a propuestas de Órdenes) y CNE.

(1) Para $Cmp=1,2657 \text{ Cent€/kWh}$.

(2) Rendimiento eléctrico del 50%

Teniendo en cuenta los errores de previsión de dichas variables (mayor precio del gas natural y mayor generación de ciclos combinados), utilizando el mismo procedimiento que se siguió tanto en la tarifa 2005 como en años anteriores, la diferencia del coste de generación de ciclos combinados incluido en la tarifa de 2005 y el resultante de revisar dichas variables, oscilaría entre 391.579 Miles de € (un 23,3% superior al escenario inicial) y 950.851 Miles de € (56,5% superior al escenario inicial), dependiendo de la variable de precio de gas utilizada en la revisión.

Cuadro 5. Revisión de la previsión de la tarifa 2005 sobre el coste de generación de los ciclos combinados por el precio del gas y la demanda. Año 2005.

		PREVISTO 2005 (RD 2392/2004) (A)	ESTIMACIÓN CIERRE 2005		Tasas de variación	
			Según CMP medio 2005 (B)	Según Precio Henry - Hub (C)	De (B) sobre (A)	De (C) sobre (A)
Hipótesis consideradas	Precio del Gas	CMP estimado a 1 de noviembre de 2004	CMP medio 2005	Henry - Hub (Periodo Enero - Septiembre)		
	Demanda de ciclos combinados	Prevista	Cierre REE	Cierre REE		
Resultados	Energía (GWh)	38.853	47.960	47.960	23,4%	23,4%
	Precio Medio (Cent €/kWh)	4,331	4,325	5,492	-0,1%	26,8%
	Coste total (Miles de €)	1.682.873	2.074.452	2.633.724	23,3%	56,5%

Fuentes: World Gas Intelligence, Orden ITC/104/2005, de 28 enero, de la Resolución de 14 de julio de 2005, de la Resolución de 14 de abril de 2005 y de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, REE, CNE

3 EJERCICIO TARIFARIO 2006

3.1 Aplicación del contenido del Real Decreto 1432/2002 en la propuesta de Real Decreto

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, hace explícito el procedimiento que deberá seguirse anualmente en cada ejercicio tarifario.

En primer lugar, el Real Decreto 1432/2002, en sus artículos 2, 3 y 4, introduce una metodología para determinar los costes del sistema, la demanda en consumidor final y la tarifa media o de referencia.

En segundo lugar, el Real Decreto 1432/2002, en su artículo 8, puntos 2, 3 y 5, fija los límites máximos, tanto para el crecimiento anual de la tarifa media (1,4%), como, de forma individual, de las tarifas integrales y de acceso (tarifa media más 0,6%). Dichas variaciones máximas, según información que acompañó a la propuesta de Real Decreto

1432/2002, permitían la recuperación de los costes para el periodo 2003-2010, de acuerdo con hipótesis determinadas de la evolución de la demanda, del equipo generación, de la composición de la misma, de las inversiones en transporte, de los costes permanentes y de diversificación y seguridad del abastecimiento, etc.

En tercer lugar, el artículo 8 punto 3, establece la posibilidad de trasladar a la tarifa media de un año, hasta un límite máximo superior (0,6%), la revisión de las previsiones realizadas en dos años anteriores, únicamente si determinadas variables oscilaran más, por exceso o por defecto, que los umbrales determinados en el artículo 7.

Por último, en su artículo 8, punto 4, abre la posibilidad a que el Gobierno considere, en el cálculo de la tarifa eléctrica media, las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

Los límites establecidos al crecimiento máximo de las tarifas, convierte el ejercicio tarifario a la mera aplicación de porcentajes de variación de precios regulados dentro de los umbrales que permite el Real Decreto 1432/2002. En ningún caso las variaciones de costes de cada ejercicio y su aplicación en los precios regulados de los consumidores responden a una metodología asignativa de costes, esto es, de reparto de los mismos según unos criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios, en el sentido de la propuesta de esta Comisión remitida al Ministerio en 2001.

A continuación, se analiza el tratamiento de los aspectos mencionados del Real Decreto 1432/2002, en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006.

3.1.1 Determinación de la demanda

El artículo 3 del Real Decreto 1432/2002 determina que *“la demanda se calculará aplicando la variación real de la demanda de cada sistema peninsular, insular y extrapeninsular en el año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, sobre el consumo real en este mismo año móvil,*

teniendo en cuenta las pérdidas en transporte y distribución, que se calcularán mediante un procedimiento que se establecerá por Orden Ministerial”.

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, la demanda nacional en barras de central para 2006, de acuerdo con la metodología prevista en el Real Decreto 1432/2002, asciende a 271.882 GWh, un 5% superior que la demanda de 12 meses previo a la determinación de la tarifa de 2006.

Hasta el momento no se ha publicado por Orden Ministerial el procedimiento para calcular las pérdidas de transporte y distribución, que contemplaba el Real Decreto 1432/2002, por lo que se aplica un coeficiente medio implícito de pérdidas, para obtener la demanda en consumidor final para 2006, y que según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, asciende a 249.204 GWh.

En el epígrafe 3.2 del presente informe, se comentan los datos anteriores.

3.1.2 Determinación de los costes del sistema

En el epígrafe 5 del presente informe se analizan las cuantías de costes regulados incluidos en la propuesta de Real Decreto. A continuación, se incluyen aspectos relativos a los costes de la propuesta de Real Decreto.

3.1.2.1 Coste de generación

En el cuadro siguiente se analiza del coste de generación del sistema incluido en las tarifas medias de 2005 y 2006, así como su composición entre el régimen ordinario peninsular, extrapeninsular e insular y el régimen especial.

Cuadro 6. Coste de Producción. Propuesta de Real Decreto 2006 vs. Propuesta de Real Decreto 2005.

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	RD 2392/2005 (A)			Propuesta de RD 2006 (B)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	257.924	4,491	11.584.294	271.882	5,025	13.663.088
Régimen Ordinario	192.040	3,753	7.206.510	199.905	4,170	8.335.125
Energía	192.040	3,135	6.020.067	199.905	3,552	7.100.091
Tradicional	153.187	2,988	4.577.232	148.194	2,988	4.428.041
Ciclos Combinados	38.853	3,714	1.442.835	51.711	5,167	2.672.050
PGP		0,481	923.348		0,481	961.164
SSCC		0,137	263.095		0,137	273.870
Régimen Especial	52.779	6,476	3.418.054	55.945	7,134	3.991.338
Prima de Régimen Especial		2,724	1.437.465		2,965	1.658.687
Energía		3,135	1.654.515		3,552	1.987.017
PGP		0,481	253.767		0,481	268.989
SSCC		0,137	72.307		0,137	76.645
Contrato REE - EDF y otros intercambios	-558	-10,363	57.824	1.740	4,858	84.534
Extrapeeninsulares (1)	13.663	6,220	849.899	14.292	7,851	1.122.091
Déficit Derechos de emisión			52.007			130.000

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	(B) - (A)			Tasa de variación de (B) sobre (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	13.958	0,534	2.078.794	5,4%	11,9%	17,9%
Régimen Ordinario	7.865	0,417	1.128.615	4,1%	11,1%	15,7%
Energía	7.865	0,417	1.080.024	4,1%	13,3%	17,9%
Tradicional	-4.993	0,000	-149.191	-3,3%	0,0%	-3,3%
Ciclos Combinados	12.858	1,454	1.229.215	33,1%	39,1%	85,2%
PGP		0,000	37.816		0,0%	4,1%
SSCC		0,000	10.775		0,0%	4,1%
Régimen Especial	3.166	0,658	573.284	6,0%	10,2%	16,8%
Prima de Régimen Especial		0,241	221.223		8,9%	15,4%
Energía		0,417	332.501		13,3%	20,1%
PGP		0,000	15.223		0,0%	6,0%
SSCC		0,000	4.337		0,0%	6,0%
Contrato REE - EDF y otros intercambios	2.298	15,221	26.710	-411,8%	-146,9%	46,2%
Extrapeeninsulares	629	1,631	272.192	4,6%	26,2%	32,0%
Déficit Derechos de emisión			77.993			150,0%

Fuentes: MITC- información que acompaña a la propuesta de Real Decreto 2006 y escandallo de costes asociado al RD 2392/2004.

(1) Se incluye la compensación extrapeeninsular, considerada en las propuestas de Real Decreto de 2005 y de 2006 como modificación normativa según el art. 8.4 del Real Decreto 1432/2002 e Ingresos extrapeeninsular (art. 18. R.D. 1747/2003)

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el coste de producción previsto para 2006 es un 17,9% superior al considerado en 2005, derivado de un aumento anual de la demanda en barras de central un 5,4% y de un aumento anual del coste medio de generación del 11,9%.

3.1.2.1.1 Déficit de derechos de emisión

Se incluyen 130.000 Miles de € en concepto de déficit de derechos de emisión, como una partida más de coste de generación. El criterio utilizado, hecho explícito en la información que acompaña a la propuesta de RD, a diferencia del año anterior, es la valoración de 6,5 Millones de toneladas a 20 €/tonelada.

3.1.2.1.2 Coste de generación del Régimen Ordinario. Coste de generación de los ciclos combinados

Respecto al coste de generación del régimen ordinario peninsular y, en particular, respecto al coste de generación de los ciclos combinados incluido en la propuesta de Real Decreto de la tarifa 2006, cabe hacer las siguientes consideraciones.

En primer lugar, el artículo 6 del Real Decreto 1432/2002, apartado b), indica que el precio medio del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa durante el periodo transitorio, para la energía producida por el resto de instalaciones de producción en régimen ordinario, refiriéndose a la energía generada por las centrales de ciclos combinados, se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas, atendiendo a la información disponible para la determinación del coste de la materia prima de las tarifas del gas, en el ejercicio de que se trate.

En segundo lugar, el Real Decreto 1432/2002, en su artículo 4.2, determina que, una vez establecida la previsión de la demanda correspondiente para el ejercicio tarifario, según se indica en el artículo 2 del propio RD, el Operador del Sistema realizará la mejor estimación del balance de energía.

Según información proporcionada a esta Comisión por el OS, la generación prevista de generación de ciclos combinados para 2006 asciende a 56.100 GWh, esto es un 8,5% superior a la incluida en la propuesta de RD. Cabe señalar que en dicho escenario de cobertura la generación hidráulica corresponde a un año medio (generación hidráulica de 31.000 GWh¹⁰).

Según el RD 1432/2002, los costes de la generación peninsular en régimen especial se establecerán de acuerdo con la previsión de energía realizada por la Comisión Nacional de Energía, teniendo en cuenta la información recibida de las empresas distribuidoras para el ejercicio correspondiente. Dicha información no coincide con la cifra aportada por

¹⁰ La generación hidráulica en el escenario del OS para el cierre de 2005, año significativamente seco, asciende a 18.670 GWh.

el OS para la cobertura de la demanda, en 9.289 GWh, lo que modificaría la generación de los ciclos combinados para 2006, elevándola. Por todo ello se considera que la generación de ciclos combinados incluida en la propuesta de RD estaría infravalorada. Un tercer escenario sobre generación de ciclos combinados para 2006 de 64.011 GWh, sería más acorde con la previsión de régimen especial de esta Comisión.

Por último, de acuerdo con la información recibida por esta Comisión el 13 de diciembre de 2005, acompañando a las propuestas de Ordenes de tarifas, peajes y cánones de gas natural para 2006, la generación eléctrica prevista por los ciclos combinados, de acuerdo con la demanda de gas estimada¹¹ asciende a 75.767 GWh. Dicha previsión es proporcionada por el GTS al MITC, de acuerdo con el RD 942/2005.

Debido a la discrepancia entre las previsiones de generación de ciclos combinados, dependiendo de la fuente de información, al efecto que pueda tener sobre el coste de generación estimado en la tarifa eléctrica y a que ambos ejercicios tarifarios (de gas natural y de electricidad) deben estar estrechamente coordinados, más aún, a partir de este año en el que por el RD 942/2005, también las tarifas de gas serán publicadas el 1 de enero de 2006, se considera que debe existir una coordinación entre las previsiones que deban realizar el OS y el GTS, para la tarifa eléctrica de 2006.

Como se puede observar en el siguiente cuadro, el impacto de considerar las distintas previsiones de generación eléctrica de los ciclos combinados, sobre el coste total de generación previsto para 2006, siguiendo la metodología de 2006, oscila entre los 319.183 Mies de €, teniendo en cuenta la previsión del escenario de cobertura de REE, y los 520.588 Miles de €, según la previsión de ENAGAS.

No obstante lo anterior, el artículo 1 de la propuesta de RD, en la aprobación o modificación de la tarifa media que se realice el 1 de julio de 2006, indica que se revisarán los costes de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, entre los que podría incluirse el coste de generación de los ciclos combinados incluido la en la tarifa media de 2006, según información que acompaña a la propuesta de RD.

¹¹ Se aplica un factor de eficiencia del 50%, acorde con el PCS.

Cuadro 7. Coste de generación a incluir en tarifa 2006 según escenarios de generación de ciclos combinados (1) y aplicando el RD 1432/2002

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Propuesta de RD 2006 (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	271.882	5,025	13.663.088
Régimen Ordinario	199.905	4,170	8.335.125
Energía	199.905	3,552	7.100.091
Tradicional	148.194	2,988	4.428.041
Ciclos Combinados	51.711	5,167	2.672.050
PGP + SS.CC		0,618	1.235.034
Resto de Costes (2)	71.977	7,402	5.327.963

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Cobertura de REE (B)			(B) - (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	271.882	5,143	13.982.271	0	0,117	319.183
Régimen Ordinario	199.905	4,329	8.654.308	0	0,160	319.183
Energía	199.905	3,711	7.419.274	0	0,160	319.183
Tradicional	143.805	2,988	4.296.897	-4.389	0,000	-131.143
Ciclos Combinados	56.100	5,566	3.122.377	4.389	0,398	450.327
PGP + SS.CC		0,618	1.235.034	0	-	-
Resto de Costes (2)	71.977	7,402	5.327.963	0	-	-

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Escenario Intermedio (C)			(C) - (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	271.882	5,177	14.074.850	0	0,151	411.762
Régimen Ordinario	199.905	4,376	8.746.887	0	0,206	411.762
Energía	199.905	3,758	7.511.853	0	0,206	411.762
Tradicional	135.894	2,988	4.060.502	-12.300	0,000	-367.539
Ciclos Combinados	64.011	5,392	3.451.351	12.300	0,224	779.301
PGP + SS.CC		0,618	1.235.034	0	-	-
Resto de Costes (2)	71.977	7,402	5.327.963	0	-	-

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Previsión Empresas Gasistas (D)			(D) - (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	271.882	5,217	14.183.646	0	0,191	520.558
Régimen Ordinario	199.905	4,430	8.855.683	0	0,260	520.558
Energía	199.905	3,812	7.620.649	0	0,260	520.558
Tradicional	124.138	2,988	3.709.247	-24.056	0,000	-718.794
Ciclos Combinados	75.767	5,162	3.911.402	24.056	-0,005	1.239.352
PGP + SS.CC		0,618	1.235.034	0	-	-
Resto de Costes (2)	71.977	7,402	5.327.963	0	-	-

Fuentes: MITC (Información que acompaña a la Propuesta de RD), REE, CNE; información remitida por las empresas gasistas.

(1) Para calcular el coste medio de generación de los ciclos combinados se tiene en cuenta el procedimiento utilizado para la tarifa eléctrica de 2005. Informe 7/2004.

(2) Se incluye Coste Régimen Especial, Contrato REE-EDF y otros intercambios, Coste extrapeninsulares y Déficit de derechos de emisión

En el cálculo del coste medio de la generación eléctrica de los ciclos combinados incluido en estos escenarios, igual que en años anteriores en los que se ha aplicado el RD 1432/2002, se tienen en cuenta diversos factores, tales como, el ritmo de incorporación de nuevas instalaciones de ciclo combinado al sistema, el precio del gas natural, el desarrollo de las infraestructuras gasistas y el escenario de cobertura del OS.

En particular, una vez obtenida la estimación de la energía generada por los ciclos combinados, la misma se distribuye entre aquellas instalaciones que estarán en funcionamiento en 2006⁽¹²⁾, para lo que se tiene en cuenta la potencia neta de cada una de estas centrales y una previsión de las horas de funcionamiento para cada instalación de ciclo combinado.

Con el objeto de efectuar los análisis necesarios previos a la realización del informe sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006, esta Comisión solicitó a las titulares de instalaciones de ciclos combinados, información relativa a los costes de inversión, operación y mantenimiento y del gas de dichas instalaciones.

A la vista de la información remitida por parte de dichas empresas⁽¹³⁾ y, teniendo en cuenta en el cálculo del coste del gas (combustible y ATR), que la mayor parte de los ciclos combinados actualmente en funcionamiento, excepto aquellos que se encuentran en fase de pruebas o con previsible bajo factor de carga, se ubican en el mercado liberalizado¹⁴, se ha estimado el coste de producción de este tipo de instalaciones.

Se ha considerado que los ciclos combinados pagan el peaje de transporte 1.3, y el peaje de regasificación establecidos en la Propuesta de Orden de peajes y cánones remitida a

¹² De acuerdo con el Quinto informe semestral de seguimiento de las infraestructuras referidas en el “Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura” y con la información remitida por los titulares de dichas instalaciones.

¹³ Algunas empresas no han proporcionado dicha información de costes por corresponder a una actividad liberalizada.

¹⁴ Según información que acompaña a las propuesta de Ordenes sobre tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural para 2006, desaparecerán las tarifas de venta para las centrales de generación eléctrica que se les estuviera aplicando las tarifas interrumpibles, el 1 de abril de 2006.

esta Comisión por el MITC el pasado 13 de diciembre de 2005¹⁵, teniendo en cuenta que la mayoría de estas instalaciones están conectadas a una presión de diseño superior a los 60 bar.

Como mejor previsión del precio del gas para 2006 se ha considerado el valor del Coste de la Materia Prima (CMP) previsto en la memoria que acompaña a las Propuestas de Ordenes. Dicho valor ha sido calculado por el Ministerio con la información disponible a 1 de diciembre de 2005¹⁶.

Además, se ha incluido un coste medio de operación y mantenimiento (fijo y variable), así como un coste medio de inversión, como parte del pago de garantía de potencia que reciben dichas instalaciones, de acuerdo con la información recibida de las empresas.

Por tanto, según la previsión de la energía generada por los ciclos combinados (64.011 GWh), esto es, de un escenario intermedio entre el de cobertura del OS para 2006 (56.100 GWh) y el del GTS para 2006 (75.767 GWh), el coste total de la energía vertida por este tipo de instalaciones ascendería a 3.451.351 Miles de €, excluyendo el pago de Garantía de Potencia y de Servicios Complementarios y suponiendo para las centrales que funcionan menos de 3.500 horas, el coste medio de las centrales que funcionan 3.500 horas. El coste medio de los ciclos combinados para 2006 (excluyendo PGP y SS.CC.) ascendería a 5,392 Cent.€/kWh, esto es, un 4,34% superior al incluido en la propuesta de RD.

Del análisis anterior se observa que el coste de producción de régimen ordinario considerado en la propuesta de Real Decreto es 411.762 Miles de € inferior al coste resultante en un escenario, denominado intermedio, si bien estos cálculos son sensibles a las hipótesis utilizadas.

¹⁵ Según información que acompaña a las propuesta de Ordenes sobre tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural para 2006, el valor del peaje de regasificación se mantiene y el de transporte y distribución se reduce entre un 1,15% y un 1,34 %.

¹⁶ El coste del CMP considerado en la memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes es un 13,50% superior al establecido en la orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, por el que se modifica la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero.

Se pone de manifiesto que el coste de generación de los ciclos combinados incluido en la propuesta de RD estaría infravalorado tanto por la evolución alcista que pudiera darse en los precios de gas en 2006¹⁷, como porque la generación de los ciclos combinados incluida en la propuesta de RD es inferior a la previsión del escenario de cobertura de REE, realizado sobre un año de hidraulicidad media y significativamente inferior a la previsión proporcionada por ENAGAS a esta Comisión sobre la demanda de gas natural, asociada a generación de electricidad de los ciclos combinados prevista para 2006, según información proporcionada por las distribuidoras de gas natural¹⁸. No obstante, dicho efecto pudiera ser corregido en el 1 de julio de 2006, de acuerdo con el artículo 1 de la propuesta de RD, teniendo en cuenta la revisión de los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica.

3.1.2.1.3 Coste de generación del Régimen especial

El coste de generación de régimen especial incluido en la propuesta de RD asciende a 3.832.871 Miles de €. Añadiendo a dicha cuantía los 158.467 Miles de € como modificación normativa, según información que acompaña a la propuesta de RD, se obtienen 3.991.338 Miles de € de coste total de generación de régimen especial. Dicha cuantía coincide con la estimada por esta Comisión en la información remitida al MITC en noviembre de 2005, si bien fue calculada a partir de un aumento esperado en la tarifa media para 2006 del 2%, lo que cabría revisar al alza, de acuerdo con el aumento del 4,48% incluido en la propuesta de RD.

¹⁷ El coste del CMP considerado en la memoria que acompaña a las propuestas de Ordenes es un 13,50% superior al establecido en la orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, por el que se modifica la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero.

¹⁸ Dicha información coincide con la incluida la información que acompaña a la propuesta de Ordenes de tarifas de venta, peajes, cánones y retribución de actividades gasistas para 2006.

Cuadro 8. Coste de generación de régimen especial previsto para 2006

	2006		
	GWh	Coste Medio (Cent €/kWh)	Miles de €
Coste de Régimen Especial	55.944	6,851	3.832.871
Modificación normativa		0,283	158.467
Total	55.944	7,135	3.991.338
Coste de Régimen Especial previsto por CNE (Informe remitido a la DGPEM en Octubre - 2005)	55.944	7,135	3.991.338

Fuente: MITC- Información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2006 y CNE.

3.1.2.1.4 Coste de generación de los sistemas extrapeninsulares e insulares en régimen ordinario

Según información que acompaña a la propuesta de RD, el coste de régimen ordinario estimado para 2006 de la generación de los sistemas extrapeninsulares e insulares asciende a 849.899 Miles de €, a los que se añaden 121.100 Miles de € de coste como modificación normativa. Añadiendo, además, los ingresos que, según el artículo 18, punto 1, del Real Decreto 1747/2003, y siguiendo el procedimiento de liquidaciones a aplicar a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares¹⁹, se estiman 151.092 Miles de €, el coste total de generación de los sistemas extrapeninsulares e insulares implícito en el ejercicio tarifario de 2006, según la información que acompaña a la propuesta de RD, asciende a 1.121.091 Miles de €, como se puede observar en el siguiente cuadro.

¹⁹ Si la diferencia de los ingresos netos que deben liquidar los transportistas y distribuidores de estos sistemas menos sus costes de adquisición de energía de los distribuidores, al precio medio final horario resultante en el mercado peninsular para el conjunto de distribuidores, el correspondiente al régimen especial y los costes de las actividades reguladas, resultara una cantidad positiva, dicha diferencia será asignada y liquidada por la Comisión Nacional de Energía directamente a los generadores en régimen ordinario de estos sistemas en concepto de sobrecoste de generación.

Cuadro 9. Coste de generación de los sistemas extrapeninsulares e insulares implícito en el ejercicio de tarifa 2006.

	2006		
	GWh	Coste Medio (Cent €/kWh)	Miles de €
Coste de Régimen Ordinario		5,947	849.899
Coste modificación normativa (art. 8.4 RD 1432/2002)		0,847	121.100
Ingresos extrapeninsulares (art. 18. R.D. 1747/2003)		1,057	151.092
TOTAL	14.292	7,851	1.122.091

Fuente: MITC- Información que acompaña a la propuesta de RD.

3.1.2.2 Costes de transporte, distribución y gestión comercial

El total de costes de transporte, distribución y gestión comercial en la propuesta de Real Decreto asciende a 4.863.876 miles de Euros, lo que supone un aumento del 3,80 % respecto a 2005. Por partidas de coste, la retribución del transporte aumenta el 9,19%, la de distribución el 2,4%, y de la gestión comercial el 2,5% respecto a 2005. Dichas partidas son analizadas en el epígrafe 5 del presente informe.

3.1.2.3 Desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y Coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002

La propuesta de Real Decreto, en su artículo 1, punto 7, determina que la anualidad para 2006 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002 y revisiones de costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, se fija en un máximo de 226.578 Miles de €, no apareciendo desglosada entre ambos conceptos, al igual que el año anterior. Dicho coste se analiza en el epígrafe 5.6 del presente informe.

3.1.2.4 Costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Según información de la propuesta de Real Decreto los costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, excluyendo el sobrecoste de la prima de régimen especial, que se analizan en el epígrafe 5.6 del presente informe.

3.1.3 Revisión de las previsiones realizadas en los dos años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, en su artículo 7, determina que en el cálculo de la tarifa media de cada año, se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa eléctrica de los dos años anteriores (desvíos de años anteriores), en los siguientes casos:

1. Si la demanda en consumidor final resulta superior o inferior en un 1% a la prevista. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.
2. Si el tipo de interés resulta superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. En este caso se revisarán los costes considerados del transporte y, en su caso, de distribución y gestión comercial en la previsión de las tarifas.
3. Si el sobrecoste de las primas del régimen especial resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisarán las partidas de ingresos y costes que han sido afectadas por la variación.
4. Si el precio del gas resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisará el coste de generación de las instalaciones a las que hace mención el párrafo b) del artículo 6 de dicho RD.

El artículo 8, punto 3, del Real Decreto 1432/2002, establece que, una vez calculados dichos desvíos y la variación de la tarifa eléctrica media, se aplicarán los criterios de revisión, de cuya aplicación podrá derivarse una variación adicional al alza de hasta el 0,60 %, o la que corresponda (sin límite) a la baja. En particular, para 2006, de acuerdo con la previsión de demanda en consumidor final incluida en la información que

acompaña a la propuesta de RD, dicho límite máximo permite incluir 109.607 Miles de € por revisión de previsiones de las tarifas medias de 2004 y de 2005.

En consecuencia, dicho mecanismo permite revisar desvíos de previsiones de los dos años anteriores al del propio ejercicio tarifario, bien a la baja, o bien al alza con un límite del 0,6%. Más aún, dichas revisiones, se efectúan únicamente para el caso de determinadas variables y a partir de determinados umbrales que establece el propio RD. Cabe señalar, que la variación del precio de mercado final previsto respecto al real no es una de las variables de revisión, y que la variación del precio del gas sólo se aplica sobre el coste de generación previsto de las instalaciones de ciclos combinados.

Por tanto, la revisión que se haga de los desvíos por aumento del precios del gas o, en su caso, por aumento del sobrecoste de las primas del régimen especial registrado en 2005 con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, de acuerdo con el RD 1432/2002, no refleja el importe de déficit de las actividades que vaya a ser liquidado en 2005. Por una parte, porque la revisión de las previsiones es parcial, únicamente respecto a determinadas variables, y, por otra parte, porque dicha revisión está limitada al crecimiento máximo del 0,6%.

No obstante, de acuerdo con el artículo 1 de la propuesta de RD, el saldo negativo resultante de las liquidaciones realizadas por la CNE correspondientes a la tarifa de 2005, que será reintegrado con cargo a la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios, deberá tener en cuenta las cantidades imputadas por revisión de las previsiones de 2005, con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, por recoger una mínima parte del déficit generado en 2005.

La cuantía por la revisión de previsiones de años anteriores (en particular, de 2005), permitiría aumentar, hasta el límite permitido en el RD 1432/2002, la tarifa media de 2006 y, por tanto, las correspondientes tarifas integrales y de acceso. No obstante, no se garantiza que dicha cuantía vaya destinada directamente a financiar el déficit liquidado en 2005, de acuerdo con el procedimiento de liquidaciones del RD 2017/1997, de 26 de Diciembre.

Por último, en el Real Decreto 1432/2002 no se hacen explícitos los criterios para calcular los desvíos en las variables de revisión, ni las fuentes a utilizar, ni la aplicación del impacto de los desvíos en las distintas partidas de ingresos y costes afectadas. En consecuencia, la revisión de las previsiones de años anteriores se basa en el procedimiento seguido en años anteriores, según la información que acompaña a las sucesivas propuestas de Reales Decretos de tarifas eléctricas de 2004 y 2005.

En la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006, en su artículo 1, punto 8, se fija una revisión en 2006 de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2005 de 109.607 Miles de €, en concepto de corrección de precio de gas y del sobrecoste de las primas de régimen especial. En 2006, la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2004, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, es nula.

3.1.3.1 Desvíos definitivos de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica para 2006

A falta de criterios explícitos que guíen su cálculo, en la propuesta de RD se han aplicado las mismas pautas que las utilizadas en las propuestas de Reales Decretos de tarifa eléctrica de años anteriores.

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto de tarifa de 2006, el desglose de los desvíos de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica de 2006 es el siguiente.

Cuadro 10. Desglose de los desvíos de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica de 2006 según propuesta de Real Decreto 2006

Concepto	Propuesta RD 2004	Propuesta RD 2005	Propuesta RD 2006		
	Previsión inicial	Efecto Imputado (Miles de €)	Cierre definitivo	% Variación s/Prop. RD Tarifa 2004	Efecto a imputar en tarifa 2006 (Miles €)
Demanda en consumidor final (GWh) (1)	225.851	-	227.621	0,78%	-
Tipo de interés (%) (2)	4,15%	-	4,12%	-4,12%	-
Sobrecoste primas R.E. (Miles de €) (3)	1.157.248	-	1.113.138	-3,81%	-
Precio del Gas (Cent €/kWh) (4)	1,45041	-	1,391019399	-4,09%	-
Total		0			0

(1) La demanda en consumidor final declarado en 2004 por las empresas en la BD SINCRO (Liquidación N°9 de 2005) incluyendo la información facilitada por Endesa para Sistemas Extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla)

(2) Parámetros macroeconómicos para propuesta RD Tarifa Eléctrica 2006 - Bonos y Obligaciones del Estado a 10 años (año 2003), de DGPEM de 13 de septiembre de 2005.

(3) Sobrecoste provisional de las primas del RE correspondiente a 2005, facilitado por la CNE al MITC de acuerdo con la información suministrada por las empresas en la BD SINCRO (Informe Previsión de la Producción en Régimen Especial en el año 2006 y revisión de los años 2005 y 2004. DEE, Octubre 2005).

(4) Precio de la tarifa tarifa Interrumpible de mayor de 60 bar en año natural 2004 ponderado por los días de vigencia de cada tarifa interrumpible según Resoluciones de DGPEM, sobre tarifas de venta de gas natural.

Fuente: MITC-Información que acompaña a la Propuesta de RD.

Esta Comisión, coincide en el procedimiento utilizado para calcular los desvíos nulos de 2004 en la propuesta de Real Decreto.

3.1.3.2 Desvíos provisionales de 2005 con cargo a la tarifa eléctrica para 2006

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el cálculo de la revisión de las variables aplicables para calcular los desvíos provisionales de 2005 con cargo a la tarifa eléctrica para 2006, es el siguiente.

Cuadro 11. Cálculo de la revisión de las variables aplicables para calcular los desvíos provisionales de 2005 con cargo a la tarifa eléctrica para 2006, según propuesta de Real Decreto 2006

Concepto	Propuesta RD 2005	Propuesta RD 2006		
	Previsión Inicial	Cierre provisional	% Variación s/Prop. RD Tarifa 2005	Efecto a aplicar (Miles €)
Demanda en consumidor final (GWh) (1)	235.870	236.482	0,26%	NO
Tipo de interés (%) (2)	4,24%	4,10%	0,14%	NO
Sobrecoste primas R.E. (Miles de €) (3)	1.514.757	2.258.446	49,10%	743.689
Precio del Gas (Cent €/kWh) (4)	1,3910	1,6716	20,17%	105.771
Total				849.460
Límite (art. 7 RD 1432/2002)				109.607

(1) La demanda en consumidor final se obtiene como resultado de aplicar a la demanda en b.c. de los últimos doce meses (a octubre peninsular y junio extrapeninsular) las pérdidas implícitas reales registradas en el año 2004.

(2) Parámetros macroeconómicos para propuesta RD Tarifa Eléctrica 2006 - Bonos y Obligaciones del Estado a 10 años (año 2004), de DGPEM de 13 de septiembre de 2005.

(3) Energía del Régimen Especial prevista en la tarifa 2005 por el precio previsto menos 3,6061, comparado con la revisión del sobrecostes de CNE en tarifa 2006

(4) Precio de la tarifa tarifa Interrumpible de mayor de 60 bar en año natural 2005 ponderado por los días de vigencia de cada tarifa interrumpible según Resoluciones de DGPEM, sobre tarifas de venta de gas natural. Para calcular el desvío se aplica el incremento de cmp al coste del gas considerado a la hora de establecer el coste de los ciclos correspondiente al año 2005, manteniendo la energía prevista.

Fuente: MITC- Información que acompaña a la Propuesta de RD.

Cabe señalar que la aplicación del límite máximo del 0,6% establecido en el RD 1432/2002 permitiría la inclusión como máximo de 109.607 Miles de €, de los 849.460 Miles de € estimados por el MITC por la revisión de previsiones de años anteriores.

Asimismo, como se indicó anteriormente, la inclusión de 109.607 Miles de € en la tarifa de 2006 por revisión del precio del gas y del sobrecoste de la prima de régimen especial de 2005, en los términos del RD 1432/2002, no garantiza que dicha cuantía vaya dirigida a quienes han financiado el déficit de 2005, debido, tanto a que en el momento de realizar el presente informe, no hay un reconocimiento explícito del déficit generado en la liquidación

de las actividades eléctricas en 2005, como a que el aumento del 0,6% de la tarifa media de 2006 por la revisión de las previsiones de 2005, incrementa los ingresos sujetos a liquidaciones, que se destinarán a los distintos conceptos de costes, siguiendo el procedimiento de liquidaciones que establece el RD 2017/1997.

3.1.3.2.1 Efecto del precio del gas sobre el desvío de la tarifa

El efecto del precio del gas de 2005 se revisa con cargo a la tarifa de 2006, por primera vez desde la aplicación del RD 1432/2002. La variable para revisar el precio del gas que se ha incluido en la información que acompaña a las propuestas de RD de tarifas, ha sido siempre la tarifa de venta interrumpible para presión superior a 60 bar. En particular, esta Comisión ha propuesto en sucesivos informes sobre propuestas de RD de tarifas eléctricas, tener en cuenta la ponderación de los valores de la tarifa interrumpible, por los días de vigencia durante el año, debido a que puede proceder revisión trimestral de las mismas. De hecho, en 2005 se ha realizado revisión de dicha tarifa en abril, julio y octubre, de acuerdo con la Orden ITC/104/2005, Resolución de 14 de abril de 2005, Resolución de 14 de julio de 2005 , y Orden ITC/3321/2005.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2006, el valor de la tarifa interrumpible de más de 60 bar, ha aumentado en 2005 respecto al valor que fuera considerado en la tarifa eléctrica de 2005, un 20,17%, tasa muy superior al umbral del 5% establecido en el RD 1432/2002, por lo que procede revisar dicha variable en los términos que establece el artículo 7 de dicho RD.

Si bien se ha mantenido en sucesivos ejercicios tarifarios que la variable de revisión del precio del gas sea el valor de dicha tarifa, no se ha explicitado la forma en que, tal y como señala el RD 1432/2002, si el precio del gas resulta superior o inferior en un 5%, respecto al previsto, se revise el coste de generación de las instalaciones a las que hace mención el párrafo b) del artículo 6 de dicho RD. Cabe señalar que, desde la publicación del RD 1432/2002, no ha sido aplicado el efecto del precio del gas en la generación de los ciclos combinados, en otro ejercicio tarifario anterior al presente.

En la propuesta de RD se incluye, con cargo a la tarifa de 2006, 105.771 Miles de €, lo que coincide con el cálculo realizado por esta Comisión. Dicha revisión resulta de actualizar el precio medio del gas utilizado en el cálculo del coste medio de generación de los ciclos combinados que fue considerado en la tarifa de 2005, esto es, el CMP estimado a noviembre de 2004²⁰ por el valor del CMP registrado durante 2005, promediado por los días de vigencia de cada valor²¹. Dicho coste aumentaría un 10,50%, lo que imputado al coste medio de la generación de los ciclos combinados supone un 6,3% de aumento respecto al coste medio de generación de los ciclos combinados. Dicho aumento sobre la generación prevista de este tipo de instalaciones en la tarifa eléctrica de 2005 lleva a los 105.771 Miles de € estimados en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2006.

Cuadro 12. Cálculo del desvío provisional de 2005 por aumento del precio del gas. Tarifa eléctrica de 2006

Coste Medio Ciclos combinados, teniendo en cuenta central tipo

	Previsión 2005		Tasas de Variación de (C) sobre (A)	Distribución (%)	
	Previsión Inicial (A)	Previsión Cierre (C)		Previsión Inicial (A)	Previsión Cierre (C)
Coste de la Materia Prima considerado	2,592	2,864	10,50%	60%	62%
Resto Costes	1,740	1,740	0,0%	40%	38%
Coste Total (1)	4,332	4,604	6,3%	100%	100%

Desvío a imputar por revisión del precio del gas

	Previsión 2005		Tasas de Variación de (C) sobre (A)	(C) - (A)
	Previsión Inicial (A)	Previsión Cierre (C)		
Energía (GWh)	38.853	38.853	0,00%	-
Precio Medio (Cent €/kWh) (1)	4,332	4,604	6,28%	0,2722
Coste total (Miles de €)	1.683.112	1.788.883	6,28%	105.771

Fuentes: RD 2392/2004 y CNE.

Notas: El coste total incluye el coste de los SS.CC. y de la garantía de Potencia

Se distribuye el coste medio de los ciclos combinados entre el coste del gas y el resto de costes (Inversión, ATR..).

²⁰ Resolución de 15 de octubre de 2004.

²¹ Orden ITC/102/2005, Resoluciones de 14 de abril y de 14 julio de 2005 y Orden ITC/3331/2005.

Siendo el coste del gas, el coste de la materia prima considerado a la hora de establecer la central tipo- Por diferencia se obtiene el resto de costes.

Para calcular el nuevo coste de los ciclos combinados, se aplica al coste de la materia prima la variación existente entre el coste del gas utilizado para establecer la previsión del coste medio del gas (Estimación del CMP a noviembre de 2004) y el valor del CMP medio de 2005.

El procedimiento utilizado en la tarifa de 2006, para revisar provisionalmente la previsión del precio del gas del coste de generación de los ciclos combinados, se considera adecuado como revisión parcial del efecto del precio del gas sobre el coste de generación de los ciclos combinados que establece en RD 1432/2002.

Cabe señalar que dicha cuantía imputable a la tarifa eléctrica de 2006, por dicho error de previsión en la tarifa de 2005, no debería tenerse en cuenta, siempre que sea reconocido el déficit devengado con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, en la medida en que, precisamente, una parte de dicho déficit se debe a los mayores costes del gas en la generación de las centrales de ciclo combinado.

3.1.3.2.2 Sobrecoste del Régimen especial

En el epígrafe 5 del presente informe se analiza dicho desvío.

3.1.4 Costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica, según el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002

El punto 4 del artículo 8 del Real Decreto 1432/2002 establece que el Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

Según la información que acompaña a la propuesta de RD, se incluyen las siguientes modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, que afectarán al ejercicio tarifario 2006.

En primer lugar, la modificación relativa a los sistemas extrapeninsulares e insulares, en cuanto a las Ordenes pendientes de desarrollo del Real Decreto 1747/2003. Se incluyen con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, 121.100 Miles de €.

En segundo lugar, el Plan de acción 2005-2007 de la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética, aprobado por el Consejo de Ministros el 8 de julio de 2005, establece que unos 350,22 Millones de € para la financiación de dicho Plan, procederán de aportaciones de la tarifa eléctrica. En particular, para 2006 se estima en 173.460 Miles de €, con cargo a la tarifa eléctrica de 2006. Dicho concepto es incluido en la propuesta de RD. Cabe recordar que en el Título III de la Ley 54/1997, relativo al régimen económico, se establece que todas las actividades a incluir con cargo a tarifas, peajes y cánones deben ser actividades eléctricas. En el citado Plan de Acción no se establece que parte del coste de dicho plan se corresponde con actuaciones relacionadas con las actividades eléctricas. Sobre las consideraciones de esta Comisión respecto al objeto y, parte del destino de dicha cuantía véase el epígrafe 5 del presente informe.

En tercer lugar, el RD 436/2004 establece un incentivo a la energía del régimen especial que pasa al mercado, lo que supone un sobrecoste para el sistema como cambio normativo, que en la propuesta de RD se valora en 158.467 Miles de €. La suma de este coste más el coste de generación de régimen especial incluido en la información que acompaña a la propuesta de RD, coincide con la previsión remitida al MITC por esta Comisión el 17 de noviembre de 2005.²²

En suma, el efecto en 2006 de la normativa que modifica la retribución de las actividades eléctricas, al menos en los aspectos considerados, hace necesario plantear, en opinión de esta Comisión, si las modificaciones normativas descritas permitirán continuar con la senda tarifaria y con el procedimiento establecido en el Real Decreto 1432/2002.

²² La previsión de coste de régimen especial previsto por esta Comisión, remitido al MITC, fue realizada teniendo en cuenta una subida de la Tarifa media para 2006 del 2%, si bien según la información de la propuesta de RD, la tarifa media aumenta un 4,48%.

Cabe señalar, que con la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y el Real Decreto 1866/2004, de 6 de Septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2005-2007, se ha modificado la normativa existente del sector y los costes de generación previstos. En la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto se valora el efecto del déficit de los derechos de emisión en 130.000 Miles de €, coste que estarían internalizando las generadoras en sus ofertas al mercado. La propuesta de RD incluye información del procedimiento utilizado para estimar dicho coste de generación, esto es, (6,5 Mton a 20€/tonelada). En la tarifa de 2005 se incluyeron 52.007 Miles de € por este concepto.

Se considera que la cuantía de 130.000 Miles de €, en lugar de incluirse en el coste de generación del sistema, podría incluirse en la tarifa 2006 como modificación normativa, o al menos la diferencia entre la cuantía estimada para 2006 y la de 2005 (77.993 Miles de €), debido a que dicho efecto no ha sido tenido en cuenta en el cálculo del precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario, de acuerdo con el artículo 94, punto 2 a), de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. La inclusión de dicha cuantía como modificación normativa, elevaría la tarifa media al 5,19%.

3.1.5 Tarifa media o de referencia

El artículo 2 del Real Decreto 1432/2002 determina que la tarifa media o de referencia se establecerá como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía de todo el sistema y la demanda en consumidor final.

Análogamente, el Real Decreto 1432/2002, en su artículo 8, indica que una vez establecida la variación de la tarifa media no superior o igual a 1,4%, se aplicarán los criterios de revisión previstos en el artículo 7 de dicho Real Decreto, pudiendo derivarse una variación al alza de hasta 0,60% o lo que corresponda a la baja.

Según la información que acompaña a la propuesta de RD, el coste total del servicio estimado para 2006 asciende a 19.086.157 Miles de €, que dividido entre la demanda estimada en consumidor final (249.204 GWh), resulta una tarifa media de 7,6588 Cent€/kWh, esto es, un 4,48% superior a la tarifa media del año anterior.

En el artículo 1 de la propuesta de RD se indica que el 1 de julio, se aprobará o modificará la tarifa media, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica. No obstante, la aplicación del límite del 1,4% de crecimiento que establece el RD 1432/2002, lleva a que 334.040 Miles de € no sean incluidos en las tarifas de 2006. Es decir la aplicación de dicho límite establecido en el RD 1432/2002 en la tarifa media, implica partir de un déficit inicial en las tarifas de 2006. La inclusión de la partida de derechos de emisión de 130.000 Miles de € como modificación normativa, llevaría a que el déficit inicial por la aplicación del límite del 1,4%, se redujera hasta 204.040 Miles de €.

La aplicación de la revisión de previsiones de años anteriores en la tarifa media de 2006 lleva a que sea aplicado el segundo límite máximo al crecimiento de la tarifa media del 0,6%, en el caso de aplicar el RD 1432/2002.

Asimismo, en su artículo 8, punto 4, el RD 1432/2002 establece que el Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

Según se ha comentado en el epígrafe 3.1.4, la propuesta de RD incluye 453.027 Miles de € por modificación de normativa específica, si bien se considera que podría ser incluido 130.000 Miles de € de déficit de derechos de emisión, tal y como se ha comentado en el citado epígrafe.

En consecuencia, en la propuesta de Real Decreto para 2006, en su artículo 1, punto 1, se hace explícito el valor de la tarifa media o de referencia en 7,6588 Cent€/kWh para 2006, lo que supone un aumento del 4,48% respecto a la tarifa media del año anterior. En el caso de incluir el déficit de derechos de emisión como un coste justificado por

modificación de la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, y de incluir únicamente la revisión del precio del gas de 2005 en los desvíos de años anteriores, la tarifa media aumentaría un 5,17%.

No obstante, en el caso de que no fuera aplicable el límite máximo del 1,4% impuesto por el RD 1432/2002, y fueran incluidos los 334.040 Miles de € que quedan fuera de este *cap*, la tarifa media debería aumentar un 6,31%, para cubrir los costes estimados del sistema. Lo que significa que el cumplimiento del RD 1432/2002 no permite la suficiencia de ingresos para cubrir los costes estimados del sistema para 2006, aunque se indique en el artículo 1 de la propuesta de RD, que el 1 de julio de 2006, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media, revisando, entre otros, los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica.

En este sentido habría que destacar los siguientes aspectos. En primer lugar, como se ha señalado anteriormente, año a año, de forma creciente se registran modificaciones normativas que afectan a la retribución de las actividades eléctricas, que no son consideradas directamente en el cálculo de los costes de generación, dentro del límite del 1,4%, de acuerdo con el artículo 8 punto 4 del RD 1432/2002.

En segundo lugar, el RD 1432/2002, de acuerdo con el artículo 94, punto 2, de la Ley 53/2002, establece que durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, el precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario cuya autorización sea anterior al 31 de diciembre de 1997 y pertenecientes a sociedades con derecho a cobro de costes de transición a la competencia será de 3,6061 Cent€/ kWh. Para el resto de instalaciones, se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas en el ejercicio de que se trate.

Cabe señalar la diferencia entre el precio medio previsto, según esta metodología, en las tarifas integrales y el registrado en el mercado, en particular en 2005. Dicha diferencia es el factor relevante explicativo del déficit que se está registrando en 2005. Si bien dicha metodología proporciona estabilidad regulatoria sobre el cálculo del coste de generación incluido en las tarifas integrales, la diferencia del coste medio de generación estimado de

acuerdo con la metodología del RD 1432/2002, con la evolución del precio medio de compra de los distribuidores en el mercado organizado de producción registrada en 2005, es un factor que explica dicho déficit tarifario.

Con el fin de evitar que se produzcan déficit futuros, se hace necesario vincular el coste medio de generación incluido en la tarifa media a la evolución del precio medio de compra de los distribuidores en el mercado organizado de producción, teniendo en cuenta la revisión del modelo de funcionamiento del mercado eléctrico que se realizará en 2006.

En tercer lugar, según información que acompañó al Real Decreto 1432/2002, las hipótesis que se incluyeron de costes y demanda para estimar la compatibilidad del límite del 1,4% en el periodo 2003-2010, en el ejercicio tarifario han variado significativamente, tal y como señaló esta Comisión en el informe 7/2004. A modo de ejemplo, obsérvese en el siguiente cuadro que según la Memoria justificativa de la propuesta de RD por la que se establece la metodología de la tarifa media, el coste de generación de los ciclos combinados previsto entonces para 2006 es un 160,7% inferior al considerado en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2006, y el coste del régimen especial peninsular es un 22,2% superior. No es posible comparar el coste de generación extrapeninsular e insular, a estos efectos, porque la proyección de costes incluida en la Memoria justificativa de la propuesta de RD de tarifa media, era para el ámbito peninsular.

Cuadro 13. Comparación del coste de generación de los ciclos combinados para 2006 en el escenario del RD 1432/2002 y en la propuesta de RD de tarifa eléctrica de 2006.

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Previsión para 2006 en la Tarifa media o de referencia (A) (1)			Propuesta de RD 2006 (B)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	261.698	4,457	11.664.052	271.127	5,022	13.614.828
Régimen Ordinario	193.943	3,707	7.189.473	199.905	4,170	8.335.125
Energía	193.943	3,106	6.023.846	199.905	3,552	7.100.091
Tradicional	166.343	3,005	4.998.712	148.194	2,988	4.428.041
Ciclos Combinados	27.600	3,714	1.025.134	51.711	5,167	2.672.050
PGP		0,481	932.500		0,481	961.164
SSCC		0,120	233.127		0,137	273.870
Régimen Especial (2)	49.718	6,492	3.227.591	55.190	7,145	3.943.078
Prima de Régimen Especial		2,785	1.384.545		2,975	1.641.907
Energía		3,106	1.544.234		3,552	1.960.201
PGP		0,481	239.050		0,481	265.359
SSCC		0,120	59.763		0,137	75.610
Contrato REE - EDF y otros intercambios	3.745	3,335	124.896	1.740	4,858	84.534
Extrapeninsulares (3)	14.292	7,851	1.122.091	14.292	7,851	1.122.091
Déficit Derechos de emisión						130.000

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	(B) - (A)			Tasa de variación de (B) sobre (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	9.429	0,565	1.950.776	3,6%	12,7%	16,7%
Régimen Ordinario	5.962	0,463	1.145.652	3,1%	12,5%	15,9%
Energía	5.962	0,446	1.076.245	3,1%	14,4%	17,9%
Tradicional	-18.149	-0,017	-570.671	-10,9%	-0,6%	-11,4%
Ciclos Combinados	24.111	1,453	1.646.916	87,4%	39,1%	160,7%
PGP		0,000	28.664		0,0%	3,1%
SSCC		0,017	40.743		14,0%	17,5%
Régimen Especial	5.472	0,653	715.487	11,0%	10,1%	22,2%
Prima de Régimen Especial		0,190	257.363		6,8%	18,6%
Energía		0,446	415.967		14,4%	26,9%
PGP		0,000	26.310		0,0%	11,0%
SSCC		0,017	15.848		14,0%	26,5%
Contrato REE - EDF y otros intercambios	-2.005	1,523	-40.362	-53,5%	45,7%	-32,3%
Extrapeninsulares	0	0,000	0	0,0%	0,0%	0,0%
Déficit Derechos de emisión			130.000			

Fuentes: MITC- Información que acompaña a la Propuesta de RD de 2006 (a diciembre de 2005) y Memoria justificativa de la propuesta de RD de metodología para establecer la tarifa media o de referencia (Noviembre de 2002)

(1) La previsión para el año 2006 realizada en la información que acompañaba a la Propuesta de tarifa media o de referencia era de ámbito peninsular. Se considera el coste extrapeninsular previsto para 2006, de la Propuesta de Real Decreto, incluyendo el coste extrapeninsular como modificación normativa.

(2) Se excluye el coste previsto para 2006 del régimen especial extrapeninsular en la propuesta de RD.

(3) Incluye ingresos liquidados por los sistemas extrapeninsulares e insulares, de acuerdo con el artículo 18 del RD 1747/2003 y Costes extrapeninsulares e insulares, como modificación normativa según el RD 1432/2002.

En consecuencia, se pone de manifiesto, que la aplicación del límite máximo del 1,4% del RD 1432/2002, no permite cubrir los costes estimados para 2006, en 334.090 Miles de €, según la información que acompaña a la propuesta de RD.

Como se ha señalado en distintos informes de tarifa eléctrica, a tenor de lo expresado en el informe 16/2002 de esta Comisión sobre la propuesta de Real Decreto 1432/2002:

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

Por todo lo señalado anteriormente, esta Comisión considera necesario, por una parte, revisar cuanto antes el contenido del RD 1432/2002 y, en particular, procurar que el cálculo del coste medio de generación incluido en las tarifas se vincule al precio de medio de compra de los distribuidores en el mercado de producción, cuyo valor dependerá del modelo de funcionamiento del mercado de producción que se desarrolle durante 2006. Asimismo se considera necesaria la revisión de los límites impuestos al crecimiento de la tarifa media y a las tarifas integrales y de acceso, así como la aplicación de los desvíos de años anteriores, establecida en el RD 1432/2002.

Por otra parte, se considera que deben introducirse las modificaciones que sean necesarias en la estructura tarifaria que permita asignar aditivamente los costes incluidos en las tarifas, de forma que reflejen los costes de suministro, lo que debería guiar la propuesta de metodología asignativa de costes para establecer tarifas, encargada a esta Comisión, según el mandato vigésimo cuarto, aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros el 25 de febrero de 2005.

3.2 Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos

El Real Decreto 1432/2002 establece una metodología para calcular anualmente los costes, la demanda y la tarifa media. No obstante, el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, en el que es básico hacer explícitas las hipótesis en las que se basan las

variaciones en las tarifas integrales y de acceso incluidas en la propuesta de RD de tarifa eléctrica de 2006, teniendo en cuenta que dichas variaciones están restringidas a los límites que establece el Real Decreto 1432/2002.

3.2.1 Previsión de la demanda en la propuesta RD

Según la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica de 2006, la demanda en barras de central (demanda b.c.) prevista para 2006, aplicando la metodología establecida en el RD 1432/2002, es 249.204 GWh, lo que representa un crecimiento con respecto al cierre previsto para el 2005 del 5%.

Cuadro 14. Previsiones de demanda en b.c. para el cierre de 2005 y para 2006

	Últimos 12 meses				2006
	GWh	% incremento	Periodo considerado	Fuente	GWh
Demanda Peninsular	244.699	4,96%	Nov 04 - Oct 05	Balance Eléctrico a 31/oct/2005	256.836
Demanda Extrapeninsular	14.246	5,61%	Jul 03 - Jun 04	Boletín Estadístico de Abril 2005 (Datos Junio 2004)	15.046
Demanda en b.c.	258.946	4,99%			271.882
Pérdidas implícitas				Pérdidas nacionales año 2004, considerando Ceuta y Melilla	9,10%
Demanda en consumo					249.204

Fuente: MITC- Información que acompaña a la Propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2006.

Cabe señalar que la previsión de demanda en b.c. obtenida para 2006, aplicando la metodología del RD 1432/2002, es similar a la del escenario central del Operador del Sistema para 2006.

Cabe señalar que la previsión de cierre de 2005, como la suma de datos a octubre de 2005 de los últimos 12 meses (258.946 GWh) supera en 1.123 GWh, la demanda en b.c. incluida en el escenario superior del OS realizada hace un año para 2005 (véase Informe de la CNE 7/2004 sobre propuesta de RD de tarifa eléctrica 2005).

En el siguiente cuadro se presentan los escenarios de previsión de demanda en b.c. previstos para 2006 proporcionados por el OS a esta Comisión, en octubre de 2005.

Cuadro 15. Previsiones del OS para el cierre de 2005 y 2006 de la demanda en b.c.

	INFERIOR		CENTRAL		SUPERIOR	
	GWh	% incremento	GWh	% incremento	GWh	% incremento
Demanda Peninsular	249.500	0,80%	255.850	3,40%	261.700	5,80%
Demanda Extrapeninsular	15.336	4,86%	15.442	5,59%	15.608	6,72%
Canarias	8.905	4,79%	8.981	5,68%	9.102	7,11%
Baleares	6.030	4,42%	6.060	4,94%	6.105	5,71%
Ceuta	203	4,00%	203	4,00%	203	4,00%
Melilla	198	26,60%	198	26,60%	198	26,60%
Total	264.836	1,07%	271.292	3,54%	277.308	5,83%

Fuente: REE.

Nota: Todas las previsiones de demanda en b.c. facilitadas por el O.S. correspondientes a Ceuta y Melilla, corresponden al escenario central.

Según la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa 2006, la demanda en consumidor final es la resultante de aplicar a la demanda prevista en b.c. de 2006, el coeficiente de pérdidas del 9,1%, valor que coincide con la media de las pérdidas estándares vigentes, incluidas en el Anexo V de la propuesta de RD, aplicadas a los consumos previstos para 2006, desglosados por tarifas integrales y de acceso, según información proporcionada por las empresas a esta Comisión. Dicho coeficiente es ligeramente inferior en 0,4 puntos al registrado en 2004, como cociente entre la demanda en b.c. y la demanda en consumidor final, incluyendo los consumos de Ceuta y Melilla facilitados por Endesa.

Aplicando a la demanda en barras de central, las pérdidas del 9,1%, se obtiene una demanda en consumidor final, que subyace en la propuesta de RD de tarifa 2006 asciende a 249.204 GWh.

Cabe señalar que el consumo previsto para 2006, según información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa 2006, obtenido de aplicar la metodología del RD 1432/2002, es

inferior, en 790 GWh, al previsto por las empresas distribuidoras, cuya información solicita individualmente esta Comisión, para realizar el ejercicio de previsión de 2006. Por tanto, se podría concluir que el escenario tarifario incluido en las tarifas de 2006, resultante de aplicar el RD 1432/2002, presenta un escenario de consumo moderado, inferior en 790 GWh al previsto por el propio sector, lo que por prudencia tarifaria, se considera que es un escenario muy conveniente, para establecer las variaciones de las tarifas.

Cuadro 16. Demanda en consumidor final de la propuesta de RD 2006 y previsión de las empresas distribuidoras para 2006

	2006 (GWh)
Empresas	249.995
Propuesta de R.D.	249.204
Propuesta de R.D. - Empresas	- 790

Fuentes: MITC - Información que acompaña la propuesta RD 2006, empresas distribuidoras y CNE.

Si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, tal y como ha señalado esta Comisión en sucesivos informes, es importante tener en cuenta la composición prevista de la demanda y potencias por grupos tarifarios, para valorar convenientemente tanto las variaciones en las tarifas integrales y de acceso como la previsión de ingresos regulados del sistema.

3.2.2 Previsión de la participación en el mercado

En la documentación que acompaña a la propuesta de RD referente a los ingresos del sistema, se prevé que el 30,9% del total de la demanda nacional en consumidor final acudirá al mercado en 2006.

Esto significa que el consumo de los clientes que acuden al mercado en el año 2006 asciende a 77.048 GWh, mientras que 172.156 GWh, esto es, el 69,1% restante, permanecerá acogido a tarifa integral.

De acuerdo con la información proporcionada por las empresas a esta Comisión, la participación prevista para 2006 en el mercado liberalizado es el 30,9% del consumo total del sistema. Asimismo, por niveles de tensión, la participación de clientes en el mercado según la información de previsiones realizadas por las empresas oscila entre el 5,7% de la energía de clientes conectados a tensión superior a 145 kV, y 60,6% en media tensión, como se observa en el cuadro siguiente.

Cuadro 17. Participación en el mercado liberalizado por niveles de tensión. Previsión de Consumo proporcionado por las empresas para 2006.

	Previsiones consumo (GWh). Año 2006			Participación mercado (%)
	Mercado regulado	Mercado liberalizado	Total	
BT (<1 kV)	99.217	21.185	120.402	17,6%
Domésticos	73.220	8.237	81.457	10,1%
Resto	25.997	12.948	38.945	33,2%
MT (≥ 1 kV y <36 kV)	30.240	46.590	76.830	60,6%
AT	41.951	9.075	51.027	17,8%
NT2 (≥ 36 kV y <72,5 kV)	12.255	6.297	18.552	33,9%
NT3 ($\geq 72,5$ kV y <145 kV)	8.165	1.473	9.638	15,3%
NT4 (≥ 145 kV)	21.531	1.306	22.837	5,7%
Total	171.408	76.851	248.259	31,0%
Otros (1)	1.296	440	1.736	25,3%
Total	172.704	77.290	249.995	30,9%

Fuentes: Empresas y CNE.

Notas: (1) Otros incluye Empleados, Consumos propios, Concesiones y TTS.

Se incluye a Ceuta y Melilla

No se incluye Fevasa ni Solanar (la previsión de consumo de cierre de 2006 para estas empresas es de 18,1 GWh), ni conexiones internacionales

Cabe destacar la reducción en 5 puntos porcentuales, de la participación en el mercado liberalizado en 2006 respecto a 2005, según los datos disponibles por esta Comisión sobre liquidaciones eléctricas, a agosto de 2005.

Cuadro 18. Porcentajes de participación de consumo en el mercado liberalizado por niveles de tensión en 2005.

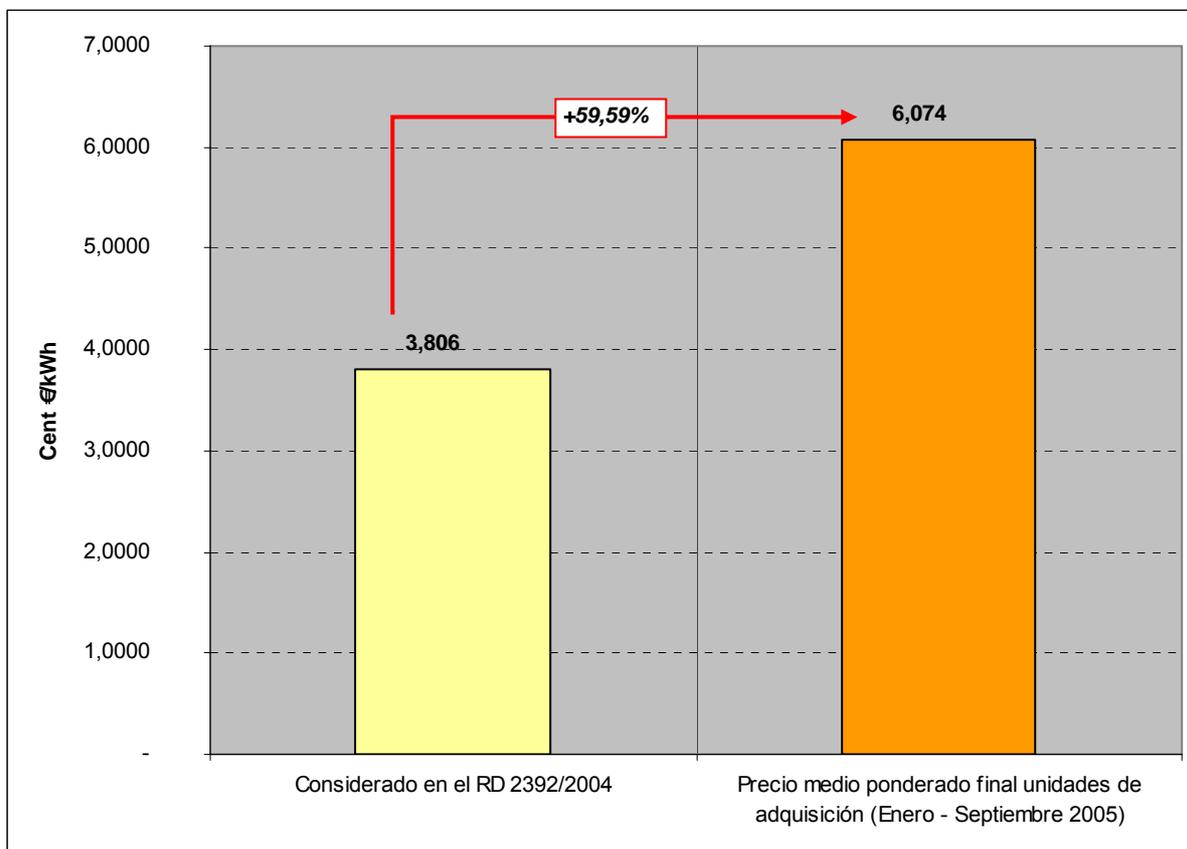
Consumo (GWh). Año 2005 (sep 04-ag 05)				
	Mercado regulado	Mercado liberalizado	Total	Participación mercado (%)
BT (<1 kV)	97.424	15.725	113.150	13,9%
Domésticos	71.796	4.897	76.693	6,4%
Resto	25.628	10.829	36.457	29,7%
MT (≥ 1 kV y <36 kV)	17.086	56.256	73.342	76,7%
AT	34.731	11.800	46.531	25,4%
NT2 (≥ 36 kV y <72,5 kV)	9.728	8.384	18.112	46,3%
NT3 ($\geq 72,5$ kV y <145 kV)	7.061	1.976	9.036	21,9%
NT4 (≥ 145 kV)	17.942	1.441	19.383	7,4%
Total	149.241	83.782	233.023	36,0%
Otros (1)	1.229	394	1.623	24,3%
Total	150.470	84.176	234.646	35,9%

Fuentes: CNE, liquidación 9 de 2005.

Este hecho muestra que, por una parte, debido a la opcionalidad que tiene el consumidor de acudir bien al mercado regulado, bien al mercado liberalizado, y, por otra parte, debido a la significativa discrepancia entre el precio de generación incluido en la tarifa media, calculado según la metodología del RD 1432/2002, y la evolución del precio medio del mercado durante 2005, se prevé un retroceso en la liberalización del mercado minorista de electricidad, esto es, un retorno de clientes que ya estaban en el mercado liberalizado en 2005 volverán al mercado regulado en 2006.

La diferencia entre el precio de generación incluido en la tarifa media de 2005 y la evolución del precio medio del mercado en 2005, se puede observar en el siguiente cuadro.

Gráfico 3. Coste de generación incluido en la tarifa media y evolución del precio medio del mercado.
Año 2005



Fuentes: MITC- Información que acompaña a las propuestas de RD de tarifas 2005 y 2006 y OMEL.

Además de los comentarios incluidos en el epígrafe 2.3 del presente informe, sobre el efecto de la estructura actual de las tarifas integrales y de acceso vigentes sobre el avance de la participación en el mercado liberalizado, cabe reseñar lo que se indicó en el informe 16/2002 de esta Comisión:

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

3.2.3 Previsión de ingresos

Respecto a los ingresos previstos para 2006, de aplicar las tarifas integrales y tarifas de acceso de la propuesta de RD, según la información que acompaña a la misma, hay que destacar los siguientes aspectos.

En primer lugar, según dicha información el 71% de los ingresos totales del sistema procederán de los clientes en régimen de tarifa integral, para los que resultaría un precio medio de 7,96 c€/kWh, esto es, un 4% superior a la tarifa media o de referencia.

En segundo lugar, el 28% de los ingresos del sistema se prevé que procederán de los clientes que acudan al mercado. De los ingresos a obtener de los clientes que acudan al mercado, un 60% corresponderá a la facturación por tarifas de acceso, mientras que el resto procederá del coste de energía, pérdidas, pago de garantía de potencia, servicios complementarios y moratoria nuclear correspondiente. En consecuencia, según la información de la propuesta de Real Decreto, el precio medio del colectivo de consumidores que acuda al mercado en 2006, ascenderá a 6,95 c€/kWh, un 9% inferior a la tarifa media o de referencia considerada en la propuesta de Real Decreto de 2006.

Por último, el 1% de los ingresos restantes, esto es, 175.374 Millones de Euros, corresponde al margen estimado de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 (DT11^a), si bien, dicho margen no es un ingreso ni un coste para el sistema, en tanto que dichos distribuidores permanezcan acogidos al régimen transitorio que les permite la Ley 54/1997.

En el siguiente cuadro se resumen, según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, los ingresos por precios regulados, esto es, por facturar a tarifas integrales y de acceso, de la propuesta de RD. Dichos ingresos se obtienen de la previsión de potencias y consumos desglosados por grupos tarifarios, tanto en el mercado regulado, como en el mercado liberalizado.

Cuadro 19. Ingresos previstos para 2006

	Propuesta RD 2006			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
Clientes en mercado	77.048	30,9%	5.357.736	6,954
Facturación Energía + SS.CC + Pérdidas + MN			3.173.772	4,119
Facturación GP			316.814	0,411
Facturación Acceso			1.867.150	2,423
Clientes en tarifa integral	172.156	69,1%	13.704.139	7,960
Tarifas de Baja Tensión	98.763	39,6%	10.393.990	6,038
Tarifas de Alta Tensión	73.393	29,5%	3.310.149	1,923
Margen distribuidores DT11ª Ley 54/1997			175.374	7,720
Ingresos no liquidados extrapeninsulares			- 151.092	
Total Ingresos	249.204	100,0%	19.086.157	7,659
Total ingresos clientes mercado + tarifa integral	249.204	100,0%	19.061.875	7,649

Fuente: MITC – Información que acompaña a la propuesta de RD de 2006.

Cabe señalar que se ha descontado del total de ingresos del sistema, una cuantía de 151.092 Miles de € en concepto de los ingresos netos que deben liquidar los transportistas y distribuidores en los sistemas extrapeninsulares e insulares, menos sus costes de adquisición de energía de los distribuidores, valorados al precio medio final horario resultante en el mercado peninsular para el conjunto de distribuidores, el correspondiente al régimen especial, y sus costes de las actividades reguladas. Este hecho se considera muy adecuado, de acuerdo con el contenido del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas insulares y extrapeninsulares, establece en su artículo 18, punto primero, el procedimiento de liquidaciones a aplicar a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

“1. Los transportistas y distribuidores liquidarán ante la Comisión Nacional de Energía sus ingresos y costes igual que los transportistas y distribuidores del sistema peninsular de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes

permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

A los efectos de liquidación de los costes de las actividades reguladas establecidas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, el coste imputado por la adquisición de energía de cada distribuidor para su venta a tarifa sujeto al procedimiento de liquidaciones será el precio medio final horario resultante en el mercado peninsular para el conjunto de distribuidores.

Asimismo, en el proceso de liquidaciones citado, si la diferencia de los ingresos netos que deben liquidar los transportistas y distribuidores de estos sistemas menos sus costes de adquisición de energía de los distribuidores, tanto el determinado en el párrafo anterior como el correspondiente al régimen especial, menos sus costes de las actividades reguladas, resultara una cantidad positiva, dicha diferencia será asignada y liquidada por la Comisión Nacional de Energía directamente a los generadores en régimen ordinario de estos sistemas en concepto de sobrecoste de generación.”

La omisión de dicha partida ha supuesto un déficit inicial en el escandallo de costes como puede constatarse en el Cuadro 0 de las liquidaciones eléctricas de 2005. Dicho efecto fue puesto en conocimiento del MITC por esta Comisión.

En consecuencia, de acuerdo con el escenario de previsión de 2006, las variaciones en las tarifas integrales y de acceso incluidas en la propuesta de RD, más la previsión de coste de la energía de los clientes que acudan al mercado, cubren los 19.086.157 Miles de € de costes del sistema, más el no ingresos en las liquidaciones del ingresos liquidado por los sistemas extrapeninsulares e insulares, de acuerdo con el RD 1747/2003.

4 PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

4.1 Entorno internacional

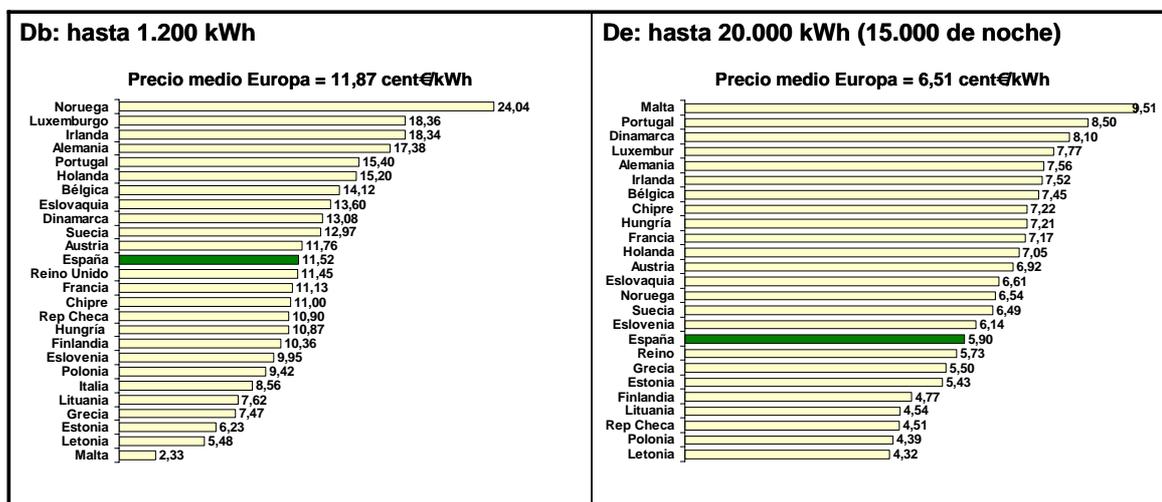
En el siguiente epígrafe, se incluye información de las estadísticas de Eurostat, de acuerdo con la Directiva 90/377/CE, sobre precios de la electricidad de consumidores tipo domésticos e industriales del entorno europeo²³, por ser la fuente oficial de estadísticas de la UE.

De los 5 consumidores tipo domésticos publicados por Eurostat, caracterizados por su consumo anual y por la aplicación o no de discriminación nocturna en sus precios, se muestran, por una parte, los del consumidor tipo doméstico denominado “Db” (1.200 kWh/año y sin discriminación nocturna), por corresponder a un consumo no discriminado horariamente y, por tanto, más cercano al consumidor doméstico de electricidad representativo en España y, por otra parte, al consumidor tipo “De” (20.000 kWh/año, de los cuales 15.000 kWh se consumen por la noche), correspondiente a un cliente doméstico de gran consumo y discriminación nocturna en su tarifa. Se excluyen los impuestos, para evitar el efecto de la heterogeneidad de la fiscalidad aplicada en el consumo de electricidad de cada país, objeto de la comparación.

En el siguiente gráfico se muestra el *ranking* de los precios de la electricidad en Europa (Unión Europea-25 y Noruega) para los consumidores tipo domésticos seleccionados, correspondientes a julio de 2005.

²³ Sobre las características de la metodología de precios de consumidores tipo de electricidad, véanse los Informes “Comparación de Precios de la Electricidad en el Entorno Europeo”, CSEN (1997) y “Comparación Europea de Precios de Electricidad y Gas Natural, abril -2004” de esta Comisión.

Gráfico 4. Ranking de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-domésticos (cent€/kWh). Se excluyen impuestos. A julio de 2005



Fuente: Eurostat

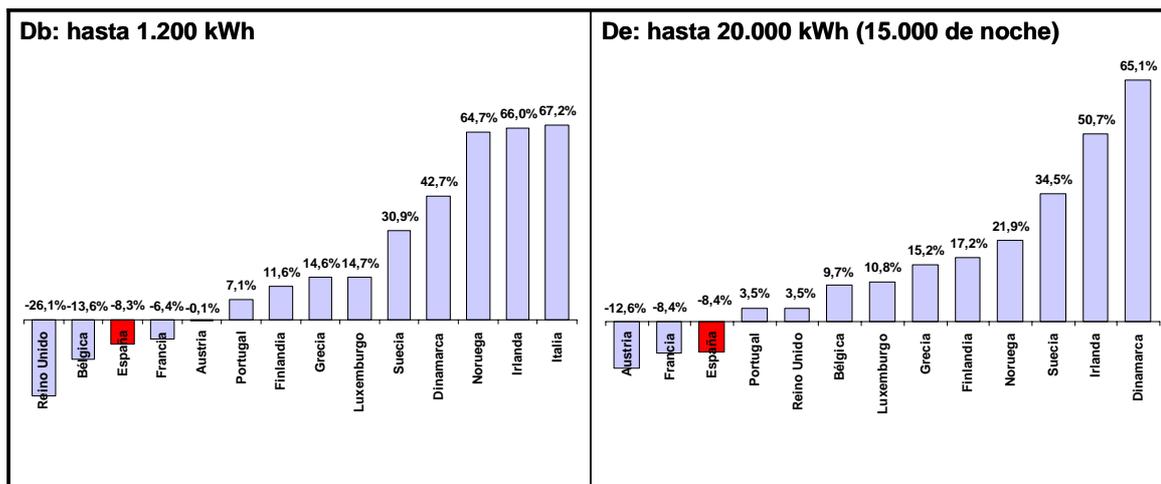
Precios considerados: París en Francia y Nacional en Reino Unido

Según la información de precios de Eurostat, en 2005, España ha ocupado un lugar intermedio (el decimoquinto puesto de precios más bajos para consumidores domésticos), dentro del grupo configurado por la Unión Europea-25 y Noruega, para el consumidor “Db” de bajo consumo, y un noveno puesto para el consumidor “De” de alto consumo y discriminación nocturna.

Respecto a la media aritmética de precios de los países analizados, esto es, sin ponderar los precios por el VAB energético de cada país, los precios de los consumidores tipo “Db” y “De” en España fueron inferiores en un 2,9% y en un 9,4%, respectivamente, a los de la media europea.

En el siguiente gráfico se analizan las variaciones acumuladas, en términos nominales, en los precios de la electricidad de los consumidores tipo publicados por Eurostat en julio de 2005 respecto a 1997, por ser 1998 el punto de arranque en la liberalización del mercado eléctrico español, si bien la elegibilidad para consumidores de baja tensión en España no se ha registrado hasta el 1 de enero de 2003. Se han excluido los 10 países entrantes en la UE el 1 de mayo de 2004, debido a la falta de información de dichos precios en enero de 1997.

Gráfico 5. Tasas de variación acumuladas de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo- domésticos. Se excluyen impuestos. Año 2005 respecto 1997



Fuente: Eurostat

Precios considerados: París en Francia y Nacional en Reino Unido

Precio de la electricidad en España en 2005 incluye impuesto de la electricidad para hacerlo homogéneo con el dato de 1997 que incluye la cuota de ayuda al carbón

Según la información de estadísticas de precios de electricidad de Eurostat, se observa que España fue uno de los países (el tercero) del entorno europeo donde más disminuyeron, en términos acumulados nominales, los precios de la electricidad para los consumidores tipo “Db” y “De”. Por otra parte, además de España, sólo Francia, y Austria han registrado disminuciones acumuladas de los precios de la electricidad para ambos consumidores tipo domésticos, “Db” y “De”, desde 1997.

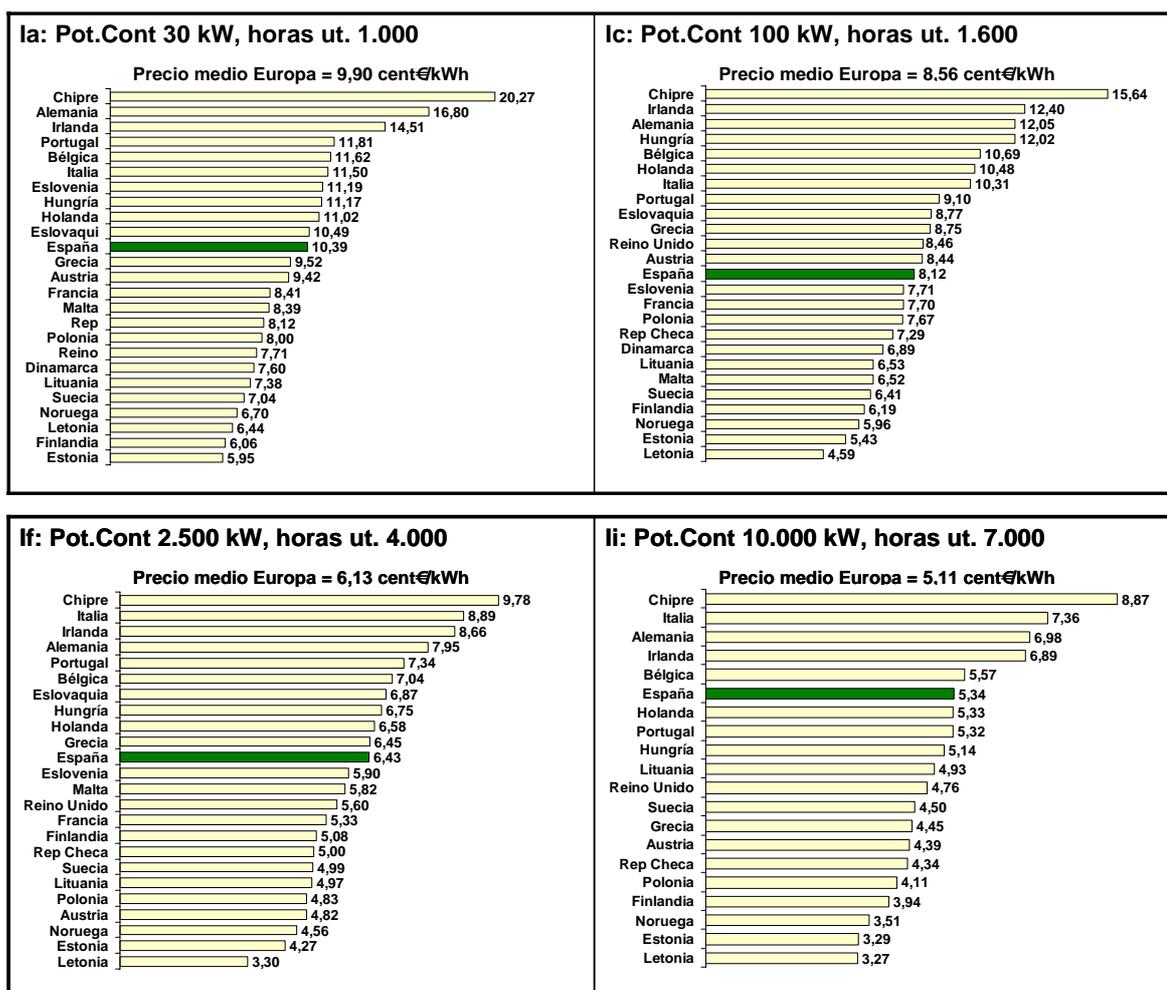
En el caso de los consumidores industriales, Eurostat publica precios de electricidad de 9 consumidores tipo, caracterizados por su consumo anual, potencia contratada y horas anuales de utilización. Por simplicidad, se muestran a continuación, los precios de electricidad de los siguientes consumidores tipo industriales, publicados por Eurostat:

- “1a” (potencia contratada 30 kW, 1.000 horas de utilización), por ser el consumidor tipo industrial de menor tamaño y cuyo precio, para el caso español se ha determinado en 2005 aplicando tarifa integral,

- “*lc*” (potencia contratada 100 kW, 1.600 horas de utilización),
- “*lf*” (potencia contratada 2.500 kW, 4.000 horas de utilización). Tanto *lc* como *lf* son representativos de consumos industriales intermedios,
- “*li*” (potencia contratada 10.000 kW, 7.000 horas de utilización) por ser el consumidor tipo de mayor tamaño.

En el siguiente gráfico se muestra el *ranking* de los precios de la electricidad en Europa (Unión Europea-25 y Noruega) de los consumidores tipo industriales seleccionados, correspondientes a julio de 2005.

Gráfico 6. Ranking de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-industriales (cent€/kWh). Se excluyen impuestos. A julio de 2005



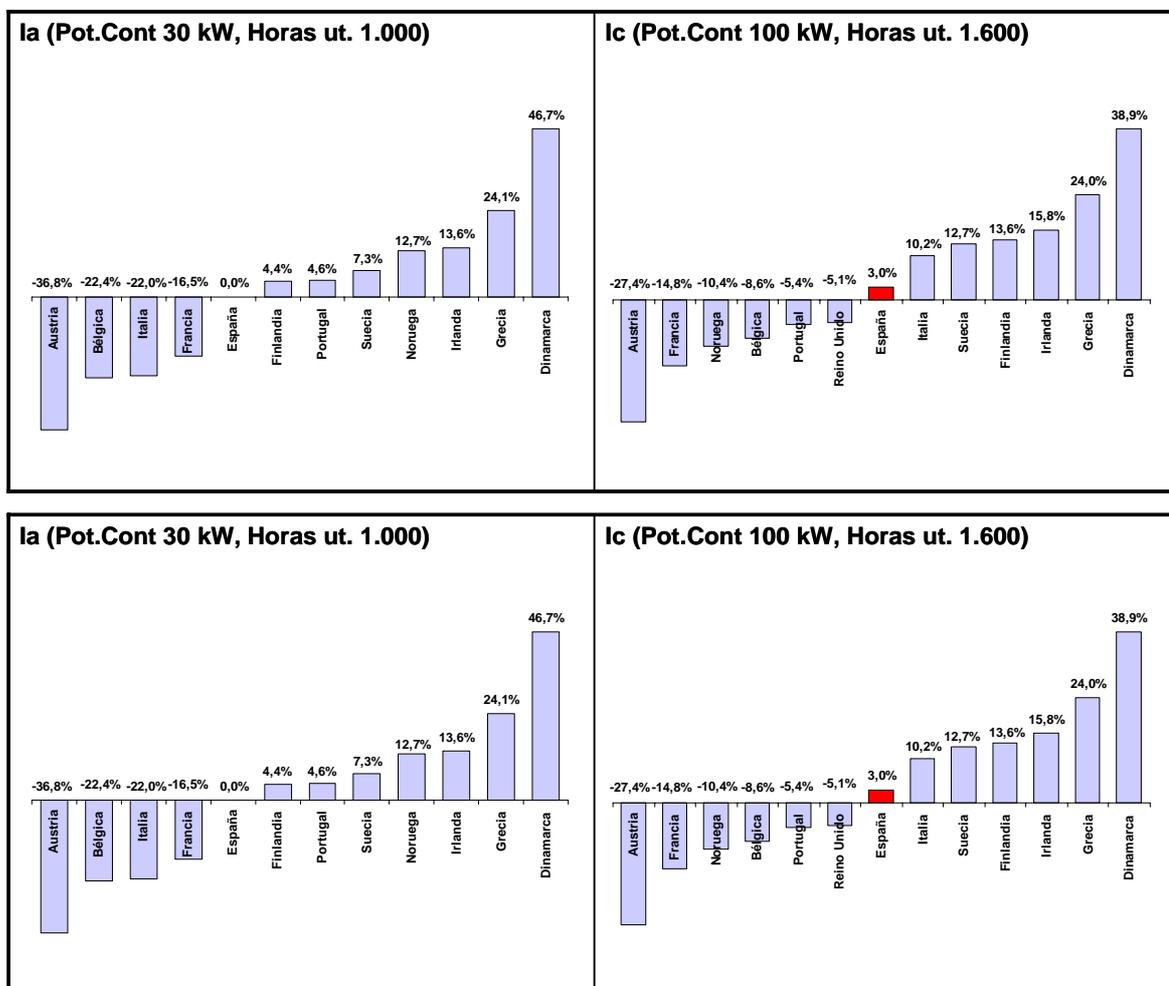
Fuente: Eurostat
 Precios considerados: París en Francia y Nacional en Reino Unido

Se observa que España ocupó una posición intermedia para los consumidores tipo de menor tamaño “*la*” (decimoquinto puesto entre 25 países) y para los consumidores tipo de tamaño intermedio “*lc*” e “*lf*” (decimotercer puesto de 25 países y decimocuarto de 24 países, respectivamente), mientras que registró un puesto de los más elevados del entorno europeo para el consumidor industrial tipo “*li*” (decimoquinta posición de 20 países), cuyo precio medio, excluyendo impuestos, asciende a 5,34 Cent€/kWh.

Respecto a la media aritmética de precios de los países analizados, el precio del consumidor de tamaño intermedio “*lc*” en España fue inferior en un 5,2%. Por el contrario, los precios de los consumidores industriales de menor tamaño “*la*”, tamaño intermedio “*lf*”, y el de mayor tamaño “*li*” superaron en España la media europea en un 4,9%, 4,8% y 4,4%, respectivamente.

En el siguiente gráfico se analizan las variaciones acumuladas, sin descontar el efecto de la inflación, en los precios de la electricidad de los consumidores tipo publicados por Eurostat desde 1997 a julio de 2005, excluyendo a los 10 países entrantes en la UE el 1 de mayo de 2004, debido a la falta de información de dichos precios en enero de 1997.

Gráfico 7. Tasas de variación acumuladas de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo- industriales. Se excluyen impuestos. Año 2005 respecto 1997



Fuente: Eurostat
 Precios considerados: París en Francia y Nacional en Reino Unido

Se observa la variación nula, en términos nominales, de los precios de la electricidad en España para el consumidor industrial de menor tamaño “Ia”, desde julio de 2005 respecto a 1997. Los precios de los consumidores industriales de tamaño intermedio “Ic” e “If” y el de mayor tamaño “Ii”, han registrado aumentos acumulados del 3,0%, 4,4% y 5,5%, respectivamente, para el mismo periodo, lo que contrasta con los aumentos acumulados de la mayoría de países del entorno, según la información de las estadísticas de Eurostat.

4.2 Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto

4.2.1 Tarifas integrales

La propuesta de Real Decreto introduce las siguientes variaciones en los términos de facturación de potencia y energía en las *tarifas integrales* del Real Decreto 2392/2004:

- Aumento de la tarifa integral de baja tensión 1.0 de un 1,40%.
- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión 2.0, 2.0N, 3.0 y 4.0 de un 4,48%.
- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión de riegos (R.0) y alumbrado público (B.0) de un 4,60%.
- Aumento de las tarifas generales de alta tensión en un 5,05%.
- Aumento de las tarifas específicas de alta tensión, esto es, tracciones y riegos, así como la de grandes consumidores (tarifa horaria de potencia y tarifa G4) en un 5,08%.
- Aumento de las tarifas D en un 7,35%.²⁴

En resumen el aumento medio de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica es un 4,68% en 2006 respecto a las aplicadas en 2005, lo que en términos de ingresos, dado el escenario de previsión de la CNE para 2006, según información aportada por las empresas, supone 667 millones de € más del mercado regulado, que lo que se obtendría de mantener las tarifas integrales del Real Decreto 2392/2004.

El siguiente cuadro muestra las variaciones aplicadas en las tarifas integrales en el periodo comprendido entre 1997 y la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006. Asimismo, se presenta un desglose de las variaciones en las tarifas integrales de baja tensión desde el año 2001 hasta los precios establecidos en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006.

²⁴ La tasa de variación que debe aplicarse es el 7,39% sobre los términos de facturación de las tarifas D incluidos en el RD 2392/2004 con corrección de erratas (Véase epígrafe 5 del presente informe).

Cuadro 20. Evolución de tarifas integrales. Año 1997- propuesta de Real Decreto 2006

	% Variación 98 sobre 97(1)	% Variación 99 sobre 98	Variación 00 sobre 99 (2)	Variación 01 sobre 00	Variación 02 sobre 01	Variación 03 sobre 02	Variación 04 sobre 03	Variación 05 sobre 04	Variación Propuesta RD 06 sobre 05	Variación acumulada % Propuesta RD 2006 1997	Variación acumulada Términos Reales% Propuesta RD 06/ 1997 (3)
BAJA TENSIÓN (<1 kV)											
Doméstico	-3,07%	-3,99%	-2,11%	-4,01%	0,00%	1,50%	1,48%	1,74%	4,48%	-4,2%	-27,7%
Resto	-3,07%	-3,03%	0,00%	0,00%	0,99%	2,00%	1,60%	1,61%	4,48%	4,4%	-21,1%
ALTA TENSIÓN (≥1kV)											
Tarifas Generales											
Corta utilización	-5,12%	-1,47%	2,00%	1,47%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	9,0%	-17,7%
Media utilización	-5,19%	0,00%	2,00%	1,46%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	9,6%	-17,2%
Larga utilización	-4,13%	0,00%	2,00%	1,50%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	10,9%	-16,2%
THP	-3,62%	0,00%	1,98%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	11,5%	-15,8%
Tarifa G.4	0,03%	0,00%	0,00%	1,53%	1,04%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	13,7%	-14,1%
Tarifas T	-4,99%	0,00%	2,00%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	9,7%	-17,2%
Tarifas R	-5,19%	0,00%	2,00%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	9,7%	-17,1%
Tarifas D	-7,64%	-2,49%	0,00%	1,48%	-0,26%	2,85%	2,43%	2,82%	7,35%	6,1%	-19,9%
Promedio global del conjunto de tarifas integrales	-3,63%	-3,40%	-1,00%	-2,22%	0,41%	1,69%	1,54%	1,71%	4,68%	-0,52%	-24,87%
Tarifa media o de referencia	-3,63%	-5,57%	-4,85%	-1,52%	0,32%	1,65%	1,72%	1,71%	4,48%	-6,00%	-29,01%

Fuentes: Reales Decretos de tarifas, MITC, CNE e INE

(1) Se descuenta el efecto de las ayudas al carbón 1997

(2) Incluye Real Decreto-Ley 6/1999

(3) Tarifas deflactadas por el IPC. Para el IPC previsto para 2005 y 2006: información del MITC

Cuadro 21. Evolución de tarifas integrales en baja tensión. Año 2001- propuesta de Real Decreto 2006

	Variación 02 sobre 01	Variación 03 sobre 02	Variación 04 sobre 03	Variación 05 sobre 04	Variación Propuesta RD 06 sobre 05	Variación acumulada % Propuesta RD 2006 - 2001	Variación acumulada Términos Reales% Propuesta RD 06/ 2001 (1)
BAJA TENSIÓN (<1 kV)							
1.0	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	1,4%	6,3%	-11,4%
2.0, 2.0N	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	9,5%	-8,7%
3.0, 4.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,5%	11,1%	-7,4%
B.0 y R.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,6%	11,2%	-7,3%

Fuente: Reales Decretos de tarifas, MITC, CNE e INE

(1) Tarifas deflactadas por el IPC. Para el IPC previsto para 2005 y 2006: información del MITC.

4.2.1.1 Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD

Respecto a las variaciones relativas aplicadas a las tarifas integrales cabe realizar los siguientes comentarios.

Todos los aumentos de las tarifas integrales de 2006 de la propuesta de RD, están incluidos dentro del límite máximo que establece el artículo 8, punto 5, del RD 1432/2002 (variación de la tarifa media más 0,6%), salvo para las tarifas D, que responde a la fórmula de actualización específica, establecida en el RD 1164/2001, en su disposición adicional única. La aplicación de dicho límite máximo incluido en el RD 1432/2002 al crecimiento de cada tarifa, limita, a su vez aplicar variaciones acordes con una metodología asignativa de costes²⁵. Se considera que las variaciones tarifarias deberían ser resultado de aplicar una metodología asignativa de costes, en tanto dichos precios deben reflejar coste de suministro.

Como se ha indicado en el epígrafe 3.1.5 del presente informe, en la propuesta de RD, la variación de la tarifa media, y por tanto de las tarifas integrales, están dejando de cubrir explícitamente un déficit inicial de 334.036 Miles de €, del cual debería imputarse una parte, de acuerdo a la energía prevista en mercado regulado, con cargo a las tarifas integrales. Es decir, las variaciones de las tarifas integrales incluidas en la propuesta de RD no serían suficientes para cubrir la parte que les corresponde de los costes de generación estimados inicialmente. Si bien, se espera, de acuerdo con el artículo 1 de la propuesta de RD, que en la revisión de costes a incluir en la tarifa media, dicho efecto sea tenido en cuenta, cabe indicar, nuevamente la inconsistencia entre el contenido del RD 1432/2002 y el escenario de previsión de costes para 2006.

En este sentido cabe indicar, por ejemplo, que la variación aplicada en la tarifa integral 2.0 debería ser superior a la aplicada en la tarifa de acceso 2.0A si bien las tarifas integrales no parece que estén incluyendo todos los costes de generación estimados en el ejercicio de 2006.

Dentro de las variaciones incluidas en la propuesta de RD para las tarifas integrales, de acuerdo con lo señalado por esta Comisión en diferentes estudios tarifarios²⁶, y

²⁵ Véase “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje”, de 2005.

²⁶ Véase “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje”, de 2005.

comparando los pagos implícitos de acceso en las tarifas integrales y de acceso de la propuesta, por considerar que las tarifas integrales deben adicionar los costes de suministro que les corresponda, es importante poner de manifiesto las siguientes consideraciones:

La tarifa 2.0N debería registrar un aumento superior al aplicado a la tarifa 2.0. En particular se propone que dentro del límite máximo del 5,08% que establece el RD 1432/2002 para 2006, el término de energía de las horas de punta-llano de dicha tarifa sea 0,090956 Cent€/kWh en lugar del valor incluido en la propuesta de RD.

Al respecto, es importante señalar, por una parte, que el término fijo de la tarifa 2.0N coincide con el de la tarifa 2.0, si bien la potencia contratada corresponde únicamente a las horas diurnas. Por otra parte, el término variable en horas de punta-llano de la tarifa 2.0N es únicamente un 2,7% superior frente a la significativa reducción del 53,4% del término de energía en horas de valle respecto al de la tarifa 2.0. En este sentido, cabe señalar, sin tener en cuenta el coste de equipo asociado a la aplicación de la tarifa 2.0N, que, para las mismas horas de utilización de la potencia, con únicamente un consumo del 10% en las horas de valle (90% del consumo en las horas de punta-llano), el consumidor acogido a la tarifa 2.0N obtendría una reducción en su facturación media del 4%-5% respecto a la tarifa 2.0.

Respecto a las variaciones introducidas en las tarifas integrales generales de baja tensión, cabe señalar que en la propuesta de RD se aplica, excepto para la tarifa 1.0²⁷, un aumento homogéneo a todas ellas, si bien, como se observa en el epígrafe 4.4, con los pagos implícitos de acceso a tarifas integrales y de acceso de cada grupo tarifario, deberían aumentarse en mayor proporción las tarifas 2.0 y 2.0N que las 3.0 y 4.0.

En cuanto a las variaciones aplicadas en la propuesta de RD a las tarifas integrales de alta tensión de un 5,05%, salvo a las específicas THP y G4 que aumentan un 5,08%, se considera adecuada. Cabe señalar que éstas tarifas, junto con las generales sobre las

²⁷ Tarifa social para clientes cuya potencia contratada sea inferior o igual a 770 W y que afecta a un 0,04% del consumo total previsto a tarifa integral en 2006.

que se aplican complementos de interrumpibilidad, son las que muestran las mayores diferencias entre los pagos implícitos de acceso (negativos en las tarifas integrales de los clientes interrumpibles y G4) y sus correspondientes tarifas de acceso. No obstante, hay que realizar dos puntualizaciones al respecto.

Por una parte, se hace necesario realizar una valoración de los servicios de gestión de la demanda (por interrumpibilidad y modulación de carga, etc.) de todos los clientes, y en particular de los grandes consumidores acogidos a tarifas reguladas. Actualmente, el sistema incluye señales de gestión de la demanda, en la tarifa regulada, fundamentalmente con el objetivo de desplazar la curva de carga a los momentos de menor consumo, e incluso, para el suministro de servicios complementarios al sistema, derivados del control de tensión y de la interrumpibilidad. Estas señales de gestión de demanda, de las que, en un futuro modelo, cualquier consumidor podría incluso participar en la operación del sistema, siempre y cuando cuente con los equipos adecuados, en la actualidad afectan, principalmente aunque no en exclusiva, a los grandes consumidores de electricidad.

Como se ha comentado anteriormente, se considera necesario desarrollar durante 2006, dentro del mandato encargado a esta Comisión sobre la metodología de tarifa eléctrica, una valoración de la contraprestación de los servicios de gestión de la demanda, de aquellos clientes que los proporcionen. Dicha tarea se hace necesaria, aún más teniendo en cuenta que según la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, se amplía el plazo para mantener las tarifas integrales para suministros de alta tensión hasta el 31 de enero de 2010.

En este sentido se considera oportuno el contenido de la disposición adicional decimocuarta de la propuesta de RD relativa a que antes del 1 de mayo de 2006 el OS presentará a la DGPEM un informe en el que se detallen las zonas con posibles restricciones técnicas y el volumen de potencia interrumpible recomendable para aumentar la fiabilidad del suministro en dichas zonas.

La aceptación de una contraprestación económica a los clientes que proporcionan al sistema servicios de gestión de la demanda, y en particular, a los grandes clientes por

interrumpibilidad, modulación de la demanda y reactiva, implica, necesariamente, reasignar el coste de dichos servicios de la gestión de la demanda, entre todo el sistema.

Por otra parte, teniendo en cuenta el efecto de la aditividad de costes en las tarifas integrales de la propuesta²⁸, las variaciones de las tarifas integrales de media tensión (tensión entre 1 y 36 kV) podrían ser inferiores a los del resto de tarifas de alta tensión, si bien, debido al efecto de los límites máximos que impone el RD 1432/2002 al crecimiento de todas las tarifas, implica que, por motivos de prudencia tarifaria, para recuperar los costes del sistema, se apliquen variaciones homogéneas al del resto de tarifas integrales.

4.2.1.2 Sobre otras modificaciones incluidas en la propuesta

Además de las variaciones citadas en los términos básicos de las tarifas integrales, la propuesta de RD introduce dos novedades en el marco tarifario vigente.

En la disposición adicional novena de la propuesta de Real Decreto, se establece, que a partir del 1 de enero de 2006, se considerarán como ingresos liquidables procedentes de la facturación de los suministros realizados a empleados de las empresas eléctricas, aquellos que resulten de aplicar las tarifas y los peajes o tarifas de acceso por el uso de las redes autorizados por el Gobierno, sin que se puedan considerar otros distintos de los establecidos con carácter general en las normas sobre tarifas. Dicha medida es acorde con lo que indicado en el informe 7/2004 de esta Comisión.

Cabe señalar que hasta la publicación de esta propuesta de Real Decreto, el precio medio al que son liquidados los consumos de empleados, asciende a 4,8081 Cent€/kWh desde 2001, según la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan determinados valores y parámetros necesarios para proceder a la liquidación anual correspondiente al ejercicio de 2001. Comparativamente, la facturación media de la tarifa integral 2.0 en 2005, asciende a 10,66 Cent€/kWh. Esta medida, que aumentará los

²⁸ Véase el Cuadro 28 del presente informe en el que se comparan los pagos implícitos de acceso en las tarifas integrales y las tarifas de acceso por grupos de consumidores en la propuesta de RD.

ingresos del sistema²⁹, se considera adecuada debido a que las tarifas deben reflejar los costes del suministro y, por tanto, la propuesta de RD elimina el tratamiento económico específico dado a las empresas eléctricas por el consumo de empleados, teniendo en cuenta que el valor medio de facturación por el que se ha liquidado el consumo de empleados ha sido, hasta ahora, significativamente inferior al del resto de clientes no empleados, pero con idénticas características de suministro.

El Anexo I de la propuesta de Real Decreto incluye, por primera vez, un recargo por exceso de consumo en la tarifa 2.0. En particular, cuando el consumo de un bimestre del cliente a tarifa 2.0 sea superior a 1.300 kWh, se aplicará a la energía consumida por encima de dicha cuantía un recargo de 0,013 €/kWh en exceso consumido. Si bien se sobreentiende que dicha medida pretende dar una señal de ahorro energético a los consumidores domésticos, no se considera adecuada su aplicación en los términos que incluye la propuesta de RD. Por una parte, porque dicha medida únicamente se aplica a los consumidores domésticos, y a partir de un umbral de consumo que no ha sido motivado convenientemente. Cabe destacar que la tarifa 2.0 afecta a aproximadamente 20.500.000 clientes, cuyas características de consumo son muy diversas y no conocidas, debido a la falta de información horaria de perfiles de dichos clientes, por lo que dicha medida podría tener efectos regresivos, no deseados, sobre el consumo de ciertos grupos de clientes domésticos³⁰.

Se considera que las señales que proporcionen los precios de todos los clientes, y en particular a los clientes domésticos, deben reflejar los costes de suministro. La finalidad de conseguir el ahorro energético, así como la eficiencia en el consumo a través de los precios deberían procurarse a partir de opciones tarifarias bloque-horarias, como se realiza al resto de consumidores, por lo que se hace prioritario disponer de información de los perfiles horarios de clientes.

²⁹ De acuerdo con el escenario de previsión de la CNE, a partir de la información proporcionada por las empresas, se estima como máximo en 52.394 Miles de €, si bien se espera un reajuste de las potencias contratadas y de los consumos de dichos consumidores.

³⁰ De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, al menos 850.000 clientes acogidos a esta tarifa 2.0 presentan una media bimestral al cabo del año superior a los referidos 1.300 kWh/bimestre.

En este sentido, es positivo el contenido de la disposición adicional decimoquinta de la propuesta de RD, en la que esta Comisión deberá remitir informe a la DGPEM, antes del 1 de mayo de 2006, donde se establezca un plan de implantación de contadores horarios que permitan discriminar el consumo en diferentes periodos horarios en el sector doméstico, así como el coste asociado a los mismos en función de la curva de carga de este tipo de consumidores, con objeto de posibilitar a estos consumidores un uso racional de la energía eléctrica. Se considera que la información que proporcionen dichos perfiles, debería guiar las opciones tarifarias que se apliquen a los consumidores domésticos.

Asimismo, cualquier modificación sustancial en la aplicación de tarifas al mercado doméstico, requeriría la renovación del parque de contadores. Es importante mencionar que la facturación a los consumidores domésticos se realiza con periodicidad bimensual a en la mayoría de los casos, siendo las lecturas en muchos casos estimadas. La aplicación de dicho límite provocará sin duda reclamaciones por parte de los consumidores

En consecuencia, se propone eliminar el recargo incluido en la propuesta de RD para los consumidores domésticos.

Asimismo, al margen de las dos novedades anteriormente señaladas, cabe destacar dos aspectos que incluye la propuesta de RD sobre tarifas integrales.

La disposición transitoria primera, punto 1, párrafo segundo, establece, como ya lo hiciera el RD 2392/2004, que la DGPEM podrá autorizar la aplicación de tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y de THP a industrias de nueva creación, lo que sería contrario a la limitación, mantenida hasta entonces, a que únicamente los clientes que estuvieran acogidos a dichas tarifas con anterioridad al 31 de diciembre de 1999, pudieran acogerse a dichas tarifas.

Sin embargo, en la propuesta de RD se incluye que el OS realizará un informe previo en el que se valorara la aportación a la garantía del sistema y siempre que cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas. Dicha medida se considera muy adecuada, teniendo en cuenta la necesidad de valorar dichos servicios y así como la

contraprestación económica vinculada a los mismos que, según se ha indicado anteriormente, será una de las tareas a desarrollar en 2006.

Cabe destacar que en la propuesta de RD, a diferencia de años anteriores, se elimina la referencia a la incompatibilidad de realizar contratos adicionales de energía, para consumidores acogidos a la THP³¹. Dicha omisión pudiera deberse a la publicación pendiente del RD por el que se adapta la normativa relativa al sector eléctrico a lo dispuesto en el Real Decreto – Ley 5/2005 que, en la versión de la que hizo informe esta Comisión, se proponía la incompatibilidad plena de contratos de suministro adicional a todos los clientes interrumpibles. En cualquier caso, se considera que bien en el RD pendiente de publicación o en el RD por el que se apruebe la tarifa eléctrica para 2006, debe incluir la incompatibilidad plena de realizar contratos de suministro adicional, teniendo contratos a tarifas con complemento de interrumpibilidad, ya sea THP o tarifas generales, por los motivos señalados en distintos informes de tarifas de esta Comisión.

4.2.1.3 Precios de energía reactiva

De acuerdo con el mandato vigésimo tercero del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, que dirige a la CNE el encargo de presentar al MITC, una propuesta de armonización progresiva de la facturación por energía reactiva en el sistema regulado y liberalizado, teniendo en cuenta el efecto que esta armonización pueda tener sobre los precios de la energía eléctrica para los consumidores, esta Comisión ha remitido informe a la DGPEM el 20 diciembre de 2005. De acuerdo con el mismo, se propone introducir la siguiente disposición adicional en la propuesta de RD.

Disposición adicional decimosexta. Recargos y bonificaciones del complemento por energía reactiva

³¹ En el RD 2392/2004 se estableció que la aplicación del contrato a tarifa con complemento por interrumpibilidad para industrias de nueva creación, autorizadas por la DGPEM, será incompatible con contratos de suministro adicional.

Se modifica el apartado 7.2.5. del Título I del Anexo I de la orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, que queda redactado de la siguiente forma:

“7.2.5. Recargos y bonificaciones.

El valor porcentual, K_r , a aplicar a la facturación básica se determinará según la fórmula que a continuación se indica.

- *Para $1 \geq \cos \varphi > 0,95$:*

$$K_r(\%) = \frac{37,026}{\cos^2 \varphi} - 41,026$$

- *Para $0,95 \geq \cos \varphi \geq 0,90$*

$$K_r(\%) = 0$$

- *Para $\cos \varphi < 0,90$*

$$K_r(\%) = \frac{29,16}{\cos^2 \varphi} - 36, \text{ con un máximo de } 50,7\% \text{ de recargo.}$$

Cuando dé un resultado negativo se aplicará una bonificación en porcentaje igual al valor absoluto del mismo.

La aplicación de estas fórmulas dan los resultados siguientes para los valores de $\cos \varphi$ que a continuación se indican. Los valores intermedios deben obtenerse de la misma fórmula y no por interpolación lineal.

Cos φ	Recargo %	Descuento %
1,00	-	4,0
0,97	-	1,7
0,95	-	0,0
0,90	0,0	0,0
0,85	4,4	-
0,80	9,6	-
0,75	15,8	-
0,70	23,5	-
0,65	33,0	-
0,60	45,0	-
0,58	50,7	-

No se aplicarán recargos superiores al 50,7 por 100 ni descuentos superiores al 4 por 100.”

4.2.2 Tarifas de acceso

La propuesta de Real Decreto introduce las siguientes variaciones en los términos de facturación de potencia y energía en las *tarifas de acceso* del Real Decreto 2392/2004:

- Aumento de la tarifa de acceso de baja tensión 2.0A en un 4,24%.
- Aumento del resto de tarifas de acceso de baja tensión, esto es, 2.0NA y 3.0A en un 1,89%.
- Aumento de las tarifas de media tensión (tarifas de acceso 3.1A y 6.1) en un 2,84%.
- Aumento del resto de tarifas de acceso de alta tensión, a excepción de la tarifa de acceso 6.5, un 1,89%.
- Aumento de la tarifa de acceso 6.5 en un 5,08%.

El siguiente cuadro muestra las variaciones en las tarifas de acceso desde 2002 (año en el que entra en vigor el Real Decreto 1164/2001) hasta los precios incluidos en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006.

Cuadro 22. Evolución de tarifas de acceso. Año 2002-propuesta de Real Decreto 2006

	Variación 03 sobre 02	Variación 04 sobre 03	Variación 05 sobre 04	Variación Propuesta RD 06 sobre 05	Variación acumulada % Propuesta RD 2006 - 2002	Variación acumulada en términos reales% Propuesta RD 2006 - 2002 (1)
BAJA TENSIÓN (<1kV)						
<i>Doméstico sin discriminación horaria</i>	1,50%	1,48%	1,71%	4,24%	9,20%	-6,13%
<i>Doméstico con discriminación horaria</i>	1,50%	1,48%	1,71%	1,89%	6,74%	-8,25%
<i>Resto</i>	2,00%	1,60%	1,71%	1,89%	7,40%	-7,68%
MEDIA TENSIÓN (≥1 kV y <36 kV)	2,00%	1,60%	1,71%	2,84%	8,40%	-6,82%
ALTA TENSIÓN						
<i>NT2 (≥ 36 kV y <72,5 kV)</i>	2,00%	1,60%	1,71%	1,89%	7,40%	-7,68%
<i>NT3 (≥ 72,5 kV y <145 kV)</i>	2,00%	1,60%	1,71%	1,89%	7,40%	-7,68%
<i>NT4 (≥ 145 kV)</i>	2,00%	1,60%	1,71%	1,89%	7,40%	-7,68%
TARIFA 6.5	2,00%	1,60%	2,31%	5,08%	11,41%	-4,23%
Promedio global del conjunto de tarifas de acceso	1,95%	1,60%	1,71%	2,86%	8,37%	-6,85%
Tarifa media o de referencia	1,65%	1,72%	1,71%	4,48%	9,88%	-5,55%

Fuentes: Reales Decretos de tarifa eléctrica, MITC, INE y CNE.

(1) Tarifas deflactadas por el IPC. IPC previsto para 2005 y 2006: Información proporcionada por MITC.

Por tanto, como consecuencia de la aplicación de los aumentos señalados en las tarifas de acceso, el aumento medio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2006 es un 2,86% respecto a las aplicadas en 2005.

El efecto de las variaciones de las tarifas de acceso, en el mercado liberalizado, de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE, según información de las variables de facturación proporcionada por las empresas, supone 49 Millones de € más que lo que se obtendría de mantener las tarifas de acceso del Real Decreto 2392/2004, sin tener en cuenta la disposición transitoria tercera de la propuesta de Real Decreto.

4.2.2.1 Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD

Todos los aumentos de tarifas de 2006 de la propuesta de RD, están incluidos dentro del límite máximo que establece el artículo 7, punto 5, del RD 1432/2002, que en 2006 ascendería a 5,08%.

Cabe destacar que a la tarifa de acceso 6.5, cuyos términos de potencia y de energía son entre un 71% y un 89% inferiores a los de la tarifa de acceso 6.4³², se le aplica dicho límite máximo.

Además, las variaciones relativas de las tarifas de acceso de la propuesta responden a las indicaciones del informe sobre el mandato vigésimo cuarto del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, que dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje, que ha sido remitido a la DGPEM el 20 de diciembre de 2005. No obstante lo anterior, cabe destacar que todas las variaciones relativas de las tarifas de acceso de la propuesta están limitadas al *cap* del 5,08% que introduce el RD 1432/2002, respecto a las variaciones que resulten de aplicar totalmente una propuesta asignativa.

Cabe señalar que el término fijo (por potencia contratada) de la tarifa de acceso 2.0A según los valores de la propuesta de RD es ligeramente superior al correspondiente término fijo de la tarifa integral 2.0 (un 0,4%), si bien dicha diferencia entre los términos fijos de la tarifa de acceso 2.0A y de la tarifa integral 2.0, se ha reducido dos décimas porcentuales respecto al año anterior. Se considera, tal y como se indicó en el informe CNE 7/2004, que el término fijo de la tarifa integral 2.0 debería ser al menos igual al de la tarifa de acceso 2.0 A.

4.2.2.2 Otras modificaciones introducidas en las tarifas de acceso

La propuesta de Real Decreto establece, en su disposición transitoria tercera que, de acuerdo con lo previsto en el apartado 4 del artículo 7 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, a partir del 1 de julio de 2006, la tarifa de acceso de conexiones internacionales 6.5 sólo será de aplicación a las exportaciones de energía con países fuera de la UE o con los que no exista reciprocidad, eliminando dicha opción

³² Tarifa de acceso para clientes conectados a tensión superior a 145 kV.

tarifaria a clientes nacionales que cumplen los requisitos indicados en el artículo 10 del RD 1164/2001³³.

Cabe señalar que 33 de los 35 clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5 en el año 2004, ya se encontraban en régimen de mercado con anterioridad a la publicación del Real Decreto-Ley 6/2000 y, únicamente 2 proceden directamente de tarifa integral. Se constata, por tanto, que la aplicación de dicha tarifa de acceso, independientemente del nivel de tensión al que está acogido el cliente, no ha servido para fomentar el acceso de grandes consumidores de electricidad al mercado liberalizado, considerando, asimismo, esta Comisión que las tarifas de acceso deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema, por lo que dicha medida se considera adecuada.

Según el escenario de la CNE, acorde con la información proporcionada por las empresas, se estima que el efecto de dicha disposición transitoria, suponiendo que los clientes que se prevé que estarán acogidos en 2006 en la tarifa de acceso 6.5, se mantuvieran en el mercado liberalizado, son unos ingresos superiores por tarifas de acceso de 20 millones de €.

La propuesta de RD incluye en su artículo 2, punto 2, segundo párrafo, el porcentaje de descuento a aplicar a las tarifas de acceso correspondientes a las adquisiciones de energía procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos, de acuerdo con la Ley 54/1997. Dicho porcentaje asciende a 1,655%, si bien la falta de información sobre el escandalo de costes de acceso en la propuesta de RD, así

33 Ejercer su condición de cualificados por la totalidad de su consumo.

Tener un volumen de consumo anual en el periodo tarifario 6, de los definidos en el artículo 8 del RD 1164/2001, igual o superior a 50 GWh.

Adquirir el compromiso de conectarse a tensiones más elevadas, superiores a 145 kV, si el sistema lo requiere y la empresa eléctrica lo hace físicamente posible.

Gestionar los equipos de corrección de energía reactiva a solicitud de Red Eléctrica de España, y en su caso, del gestor de la red de distribución a la que esté conectado en condiciones de preaviso suficiente y acordado, que aprobará la Dirección General de Política Energética y Minas, individual o colectivamente.

Disponer de relé de frecuencia de desconexión automática instalado para el caso de fallo del sistema.

como el método explícito utilizado para obtener dicho porcentaje, hace que no sea posible su valoración.

Asimismo, cabe señalar que con fecha de 22 de diciembre de 2005, ha sido publicada en el B.O.E. la Resolución de 13 de diciembre de 2005, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento para asignar las adquisiciones de energía procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores directamente o a través del comercializador con otros países de la Unión Europea, que en el punto 4.1 de su anexo fija los porcentajes de CTCs que fueron incluidos en la tarifa de acceso a precios generales de los años 2002 a 2005, necesarios para la aplicación del procedimiento de devolución que se establece. Una vez publicada ésta, los sucesivos Reales Decretos de tarifas eléctricas no deberían establecer una tarifa de acceso alternativa para las importaciones de energía de la U.E., sino que deberían fijar cuál es el porcentaje de CTCs que incluye la tarifa de acceso a precios generales del año correspondiente, para poder aplicar el procedimiento de devolución.

En consecuencia, sería preciso eliminar de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006, la tarifa de acceso para las importaciones de energía procedentes de la Unión Europea que figura en su anexo VII punto 2.

4.3 Suficiencia de ingresos

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

Los costes de las actividades a recuperar por el mecanismo de liquidaciones son el coste de generación de clientes a tarifa integral, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento, la anualidad para 2006 que resulta para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de

enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como el de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 2392/2004.

En la información que acompaña a la propuesta de RD se aporta un mayor detalle que en años anteriores, respecto a la desagregación de los consumos e ingresos de clientes facturados a tarifa integral y de acceso para 2006. Dicha información se compara con el escenario de previsión de esta Comisión, obtenido a partir de la información recibida de las empresas distribuidoras, sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por tarifa integral y de acceso para 2006. Dicha información se aporta como Anexo II del informe, e incluye modificaciones de la información remitida por las empresas, subsanando ciertos errores detectados e incluyendo modificaciones en las variables de facturación de grandes clientes, de acuerdo con las Resoluciones publicadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para las temporadas 2004/2005 y 2005/2006 sobre potencias contratadas por periodos.

En el siguiente cuadro se resumen las previsiones de consumos, ingresos y precios medios, de la propuesta de RD con las del escenario de previsión de la CNE, obtenido a partir de la información de las empresas. En la facturación de energía de clientes en el mercado liberalizado, se aplica el coste medio de generación incluido en el escandallo de coste, teniendo en cuenta el efecto de limitar 1,4% del RD 1432/2002.

Cuadro 23. Previsiones de consumos e ingresos del escenario de la Propuesta de RD y del escenario aportado por las empresas a la CNE

	Propuesta RD 2006				Escenario CNE			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (c€/kWh)	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (c€/kWh)
Cientes en mercado	77.048	30,9%	5.358	6,954	77.290	30,9%	5.171	6,690
Facturación Energía			3.491	4,530			3.421	4,426
Facturación Acceso			1.867	2,423			1.750	2,264
Cientes en tarifa integral	172.156	69,1%	13.704	7,960	172.704	69,1%	13.885	8,039
Tarifas de Baja Tensión	98.763	39,6%	10.394	6,038	100.262	40,1%	10.534	6,100
Tarifas de Alta Tensión	73.393	29,5%	3.310	1,923	72.442	29,0%	3.350	1,940
Total ingresos	249.204	100,0%	19.062	7,649	249.995	100,0%	19.055	7,622
Total Costes del sistema (sin DT11ª)			19.062	7,649			19.062	7,625
Diferencia			-	-			- 7	- 0,003

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de RD, empresas distribuidoras y CNE

Se observa que en el escenario de previsión incluido en la propuesta de RD, los ingresos totales son suficientes para cubrir los costes totales del sistema, de acuerdo con la metodología establecida en el Real Decreto 1432/2002. No obstante lo anterior, nuevamente, cabe señalar que, según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2006, los costes totales del sistema sin imputar desvíos ni cambios normativos ascenderían a 18.857.559 miles de € lo que excede en 334.036 miles de euros el coste resultante de aplicar el límite del artículo 8.2 del Real Decreto 1432/2002.

Según el escenario de previsión de la CNE, la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD no cubrirían los costes del sistema previstos para 2006, descontados los correspondientes a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, en 7 millones de €, si bien no se ha incluido la facturación por energía reactiva de los clientes en mercado liberalizado por energía reactiva, ni por excesos de potencia, lo que supondría incrementar los ingresos por acceso en 121 millones de €, según información de las empresas.

Respecto a los ingresos regulados, esto es, facturación a tarifas integrales y de acceso, según el escenario de previsión de CNE para 2006, los ingresos regulados del sistema ascenderían a 15.645 Millones de €, cifra superior en 63 Millones de €, a los incluidos en la información que acompaña a la propuesta de RD, teniendo en cuenta que en las previsiones de las empresas se incluyen 791 GWh más que en el de la propuesta de RD.

En el siguiente cuadro, se resumen las principales diferencias de ingresos regulados entre el escenario de previsión de la propuesta de Real Decreto y en el escenario de la CNE, a partir de la información aportada por las empresas, teniendo en cuenta la diferente composición de la demanda y, por otra, las diferentes de facturación.

Cuadro 24. Ingresos regulados de la propuesta de RD y Escenario CNE según información aportada por las empresas

	Consumo (GWh)	Ingresos (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
Ingresos propuesta RD	249.204	15.571.289	6,248
Tarifa Acceso	77.048	1.867.150	2,423
Tarifa Integral	172.156	13.704.139	7,960
Ingresos CNE	249.995	15.634.356	6,254
Tarifa Acceso	77.290	1.749.821	2,264
Tarifa Integral	172.704	13.884.534	8,039
Diferencia propuesta RD - CNE			
Total ingresos regulados	-791	-63.067	-0,005
Tarifa Acceso	-242	117.329	0,159
Tarifa Integral	-548	-180.395	-0,079

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de RD, empresas distribuidoras y CNE.

Por otra parte, si se valora el efecto de la disposición adicional novena de la propuesta de RD, aplicando a la previsión de consumo de empleados, el precio medio correspondiente a la tarifa 2.0 de la propuesta, los ingresos aumentarían como máximo³⁴ en 52 millones de €.

Adicionalmente, se ha valorado la energía correspondiente a Consumos Propios y Concesiones Administrativas al precio de liquidación de 4,81 Cent€/kWh, lo que supone aumentar en 12 millones de €, el escenario de ingresos previstos para 2006.

No se ha incluido el efecto de la disposición transitoria tercera por la que se limita la aplicación de la tarifa de acceso de conexiones internacionales únicamente a las exportaciones de energía, a partir del 1 de julio de 2006.

³⁴ Se considera que se producirían ajustes en los consumos y potencias del consumo de empleados, que podrían reducir dicho valor.

En el siguiente cuadro se muestran las diferencias de ingresos entre el escenario de previsión incluido en la propuesta de RD, al nivel de la desagregación tarifaria de la información aportada en la propuesta de RD, y el escenario de la CNE, a partir de la información aportada por las empresas.

Cuadro 25. Previsión de ingresos regulados para 2006. Escenario de la propuesta de RD vs. Escenario CNE según información aportada por las empresas

	Propuesta RD 2006				Escenario CNE				Diferencia MITC - CNE		
	Consumo (GWh)	Ingresos Regulados (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	% variación 06 sobre 05	Consumo (GWh)	Ingresos Regulados (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	% variación 06 sobre 05	Consumo (GWh)	Ingresos Regulados (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
Cientes en mercado	77.047	1.867.150	2,423	2,86%	77.290	1.748.104	2,264	2,89%	-243	119.046	0,159
Consumidores domésticos	8.203	419.509	5,114	4,24%	8.224	420.093	5,108	4,24%	-21	-584	0,006
Consumidores domésticos tarifa nocturna	13	533	4,100	1,89%	13	533	4,112	1,89%	0	0	-0,012
Resto consumidores baja tensión	12.904	495.327	3,839	1,89%	12.948	457.930	3,537	1,89%	-44	37.397	0,302
Consumidores PYMES y Servicios AT	45.309	850.618	1,877	2,84%	45.484	776.576	1,707	2,84%	-175	74.042	0,170
Resto consumidores alta tensión	5.883	92.976	1,580	1,89%	5.886	86.121	1,463	1,89%	-3	6.855	0,117
Consumidores tarifa acceso 6.5	4.735	8.187	0,173	5,08%	4.296	6.851	0,159	5,10%	439	1.336	0,013
Trasvase Tajo-Segura					440	1.718	0,391	5,12%	-440	-1.718	-0,391
Cientes en tarifa integral	172.157	13.704.138	7,960	4,68%	172.704	13.884.534	8,039	5,05%	-547	-180.396	-0,079
Consumidores domésticos (social)	72	4.857	6,746	1,40%	72	4.879	6,752	1,40%	0	-22	-0,007
Consumidores domésticos	72.846	7.697.134	10,566	4,48%	73.147	7.722.351	10,557	4,48%	-301	-25.217	0,009
Consumidores pequeñas empresa y servicios	22.321	2.415.601	10,822	4,48%	22.456	2.427.739	10,811	4,48%	-135	-12.138	0,011
Riegos y alumbrado público baja tensión	3.524	276.398	7,843	4,60%	3.541	276.508	7,808	4,59%	-17	-110	0,036
Consumidores alta tensión tarifas general	40.838	2.089.864	5,117	5,05%	40.886	2.093.284	5,120	5,05%	-48	-3.420	-0,002
Consumidores alta tensión tarifas específicas	27.012	928.916	3,439	5,08%	25.729	951.455	3,698	5,08%	1.283	-22.539	-0,259
Distribuidores DT 11ª de Ley 54/1997	5.544	291.368	5,256	7,39%	5.576	292.978	5,254	7,35%	-32	-1.610	0,001
Empleados					1.045	102.654	9,820	104,25%	-1.045	-102.654	n.a.
Consumos propios y concesiones					251	12.687	5,052	5,08%	-251	-12.687	n.a.
Total ingresos regulados	249.204	15.571.288	6,248	n.d.	249.995	15.632.638	6,254	4,80%	-791	-61.350	-0,005

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de RD, empresas distribuidoras y CNE.

El cuadro inferior se incluye un escandallo de costes de acceso, a partir de la información de la propuesta de Real Decreto, con objeto de valorar la suficiencia de ingresos en el caso de que todos los clientes se encontraran consumiendo en régimen de mercado³⁵. En cuanto a los ingresos obtenidos como resultado de la aplicación a todos los consumidores de las tarifas de acceso de la propuesta de Real Decreto cabe realizar las siguientes consideraciones.

³⁵ En la información que acompaña a la propuesta de RD no se incluye el escandallo de costes de acceso, por lo que se elabora el mismo de acuerdo con el contenido del RD 1164/2001 y RD 1432/2002.

Cuadro 26. Escandallo estimado de costes de acceso a partir de información de la propuesta de Real Decreto de tarifa 2006

Concepto de coste	2006	
	Miles €	% s/Total Acceso
Transporte (1)	1.005.783	13,23%
Distribución (2)	3.366.097	44,29%
Gestión Comercial	299.796	3,94%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	185.964	2,45%
Moratoria Nuclear	131.164	1,73%
Stock básico del uranio	-	0,00%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	40.000	0,53%
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	0,19%
Prima del Régimen Especial (3)	1.658.687	21,82%
Costes permanentes	464.590	6,11%
Compensación extrapeninsulares (4)	406.438	5,35%
Operador del Sistema	34.776	0,46%
Operador del Mercado	10.150	0,13%
CNE	13.226	0,17%
CTC's (5)	219.670	2,89%
Eficiencia energética (E4)	173.460	2,28%
Déficit anterior a 2003	226.578	2,98%
Total Acceso	7.600.626	100,00%
Total Acceso - Déficit anterior a 2003	7.374.048	

Fuentes: MITC, empresas distribuidoras y CNE

Nota:

- (1) Se ha considerado como menor coste de transporte los 17 millones de € de ingresos por peajes de exportaciones
- (2) Excluye del coste de distribución 174.900 miles de € correspondientes al margen de los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley 54/1997
- (3) Incluye 158.467 miles de € en concepto de modificación normativa de la primas de régimen especial
- (4) Incluye 121.100 miles de € en concepto de modificación normativa de la compensación extrapeninsular e insular
- (5) Incluye los 109.606 miles de € por revisión de previsión de años anteriores en aplicación del artículo 7 del Real Decreto 1432/2002.

De acuerdo con el escenario de previsión de la CNE, a partir de la información que acompaña a la propuesta de RD, si todos los consumidores fueran al mercado no se recuperarían en 66,6 Millones de €, los costes de acceso que establece el artículo 2 del RD 1164/2001, esto es excluyendo partida de déficit tarifario anterior a 2003, si bien falta por incluir la facturación de acceso otros consumos. El desglose de ingresos por tarifa de

acceso facturando a todo el sistema, según el escenario de previsión de la CNE se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 27. Escenario de elegibilidad plena. Ingresos por tarifa de acceso de la propuesta RD

Tarifa	Consumo (GWh)	Propuesta RD - Fact. Acceso (Miles €)
2.0 A	71.170	3.707.296
2.0 NA	11.332	433.379
3.0 A	38.945	1.581.729
3.1 A	23.615	544.445
6.1	48.881	803.931
6.2	8.060	112.551
6.3	3.109	41.753
6.4	1.044	18.077
6.5		
NT1	4.334	6.394
NT2	10.492	15.100
NT3	6.529	9.463
NT4	21.792	31.584
TTS	440	1.725
Total Facturación	249.744	7.307.427
Total Coste Acceso		7.374.048
Diferencia		- 66.621

Fuentes: MITC, empresas distribuidoras y CNE

Nota: se excluyen consumos propios y concesiones administrativas (251 GWh)

Cabe señalar que la imputación del efecto de la DT3^a de la propuesta de Real Decreto supondría incrementar los ingresos del sistema en 152 millones de €, por facturar a los clientes que pueden acogerse a la tarifa de acceso 6.5 de conexiones internacionales a la tarifa de acceso general correspondiente a su nivel de tensión.

4.4 Aditividad de costes en las tarifas

Al comparar las tarifas integrales y las tarifas de acceso de la propuesta de Real Decreto se muestran las diferencias entre los pagos de acceso implícitos en las primeras *versus* las segundas.

En el siguiente cuadro se comparan los pagos de acceso imputados a los clientes a tarifa integral y a mercado, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2006. Para estimar los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de la propuesta de RD, se descuentan en las tarifas integrales de la propuesta de RD, el coste de generación y la moratoria nuclear correspondiente.

En este análisis para calcular el coste de generación implícito en cada grupo tarifario se ha tomado como referencia el coste medio de generación del escandallo de costes de la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, descontado los 334.036 miles de € por el límite resultante de aplicar el tope establecido en el artículo 8.2 del Real Decreto 1432/2001, teniendo en cuenta estructura de consumos por tarifa y periodos horarios.

Cuadro 28. Pagos implícitos acceso y tarifas de acceso de clientes a tarifa integral (Escenario de previsión CNE a partir de información aportada por las empresas)

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa integral propuesta RD (c€/kWh)	Tarifa acceso implícita (c€/kWh)	Tarifa acceso propuesta RD (c€/kWh)
Baja tensión	95.239	10,5605	5,3137	4,917
1.0	72	6,8877	1,3591	5,126
2.0	61.537	11,1964	5,6736	5,269
2.0 N	11.309	7,1315	2,6488	3,829
3.0 y 4.0	22.321	10,8142	5,9515	4,546
Alta tensión	75.625	4,7682	0,8165	1,087
Cientes no interrumpibles	19.639	7,6694	3,5300	2,087
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	17.972	7,8355	3,6631	2,121
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	1.102	6,2549	2,4471	1,752
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	514	4,6749	0,9604	1,419
Nivel Tensión > 145 kV	52	9,8442	5,8744	4,008
Grandes consumidores	43.136	2,9414	-0,8804	0,242
Tarifa Horaria de Potencia	12.370	3,5957	-0,3033	0,350
Tarifas generales con interrumpibilidad	21.199	2,7571	-0,9978	0,222
Tarifa G.4	9.567	2,5039	-1,3665	0,147
Tarifas por usos	12.850	6,4664	2,3657	2,394
Alumbrado público	2.918	7,6967	3,6362	2,308
Tracción	600	7,8125	3,6139	3,982
Riegos	3.789	7,0742	2,8889	3,722
Distribución	5.544	5,2577	1,2043	1,359
Total Facturación	170.863	8,0124	3,3353	3,232

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, empresas distribuidoras y CNE.

Cabe reseñar los siguientes aspectos:

- El ingreso medio por facturar a las tarifas de acceso de la propuesta de RD a aquellos clientes que se acojan a tarifa integral en 2006, es superior a la facturación media por acceso de dichos clientes implícito en las correspondientes tarifas integrales de la Propuesta (3,335 c€/kWh y 3,232 c€/kWh, respectivamente), debido a que se está teniendo en cuenta el efecto del límite del 1,4% del RD 1432/2002 como un menor coste de generación imputado en las tarifas integrales de la propuesta de RD..
- Los precios medios de acceso por grupos tarifarios son muy diferentes en el caso de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso.
- A los grandes clientes de alta tensión acogidos a THP tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y G4 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. Cabe señalar lo indicado en el epígrafe 4.2.1 del presente informe, sobre los servicios de gestión de la demanda que proporcionan dichos clientes cuya valoración regulada en las tarifas actuales, no se realiza en el mercado liberalizado. Cabe destacar la necesidad de que dichos servicios sean valorados convenientemente, así como que su contraprestación económica sea asignada con criterios objetivos y transparentes.

Cabe señalar que las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, reducen dichas diferencias respecto a los precios del RD 2392/2005.

Cuadro 29. Márgenes implícitos por acceso en las tarifas integrales del Real Decreto 2392/2004 vs Propuesta RD

	R.D. 2392/2004	Propuesta RD
Baja tensión	3%	8%
1.0	-77%	-73%
2.0	3%	8%
2.0 N	-38%	-31%
3.0 + 4.0	23%	31%
Alta tensión	-45%	-25%
Clientes no interrumpibles	56%	69%
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	60%	73%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	25%	40%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	-47%	-32%
Nivel Tensión > 145 kV	38%	47%
Grandes consumidores	-539%	-464%
Tarifa Horaria de Potencia	-241%	-187%
Tarifas generales con interrumpibilidad	-630%	-550%
Tarifa G.4	-1163%	-1030%
Tarifas por usos	-14%	-1%
Alumbrado público	44%	58%
Tracción	-16%	-9%
Riegos	-30%	-22%
Distribución	-36%	-11%

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, RD 2392/2004 y CNE.

- Por el contrario, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de RD. Los casos más significativos en baja tensión son las tarifas 3.0 y 4.0, y en media y alta tensión, las tarifas no interrumpibles, por lo que son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y serán los que, por tanto, tienen más incentivos a acudir al mercado liberalizado.

En opinión de esta Comisión, las distorsiones que subyacen en el sistema tarifario actual hacen necesario, ir introduciendo modificaciones en las estructuras de tarifas integrales y de acceso que procuren la coherencia entre ambas estructuras.

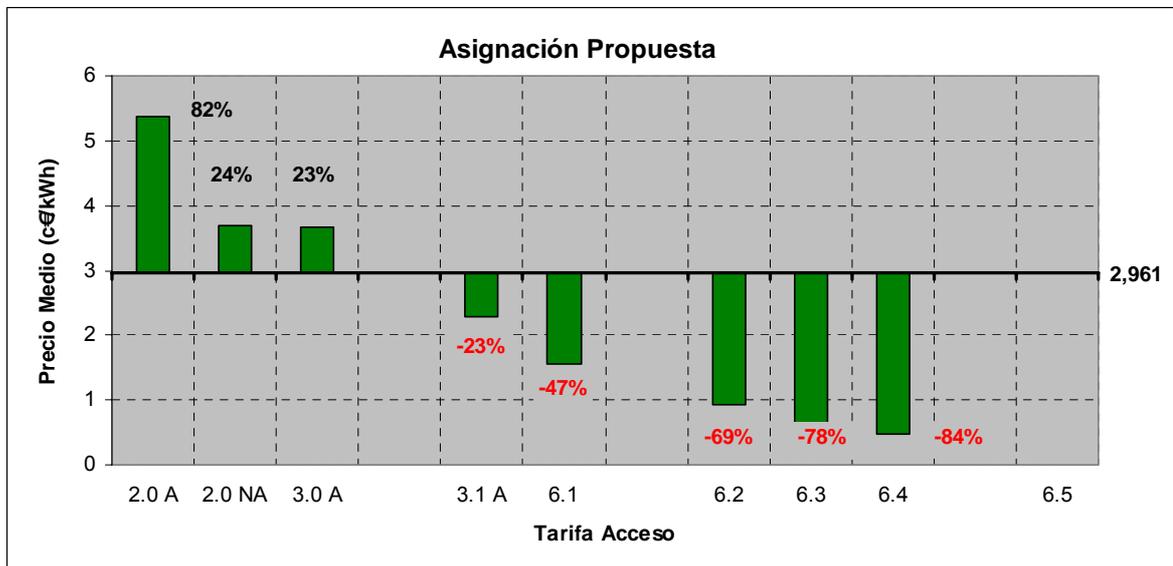
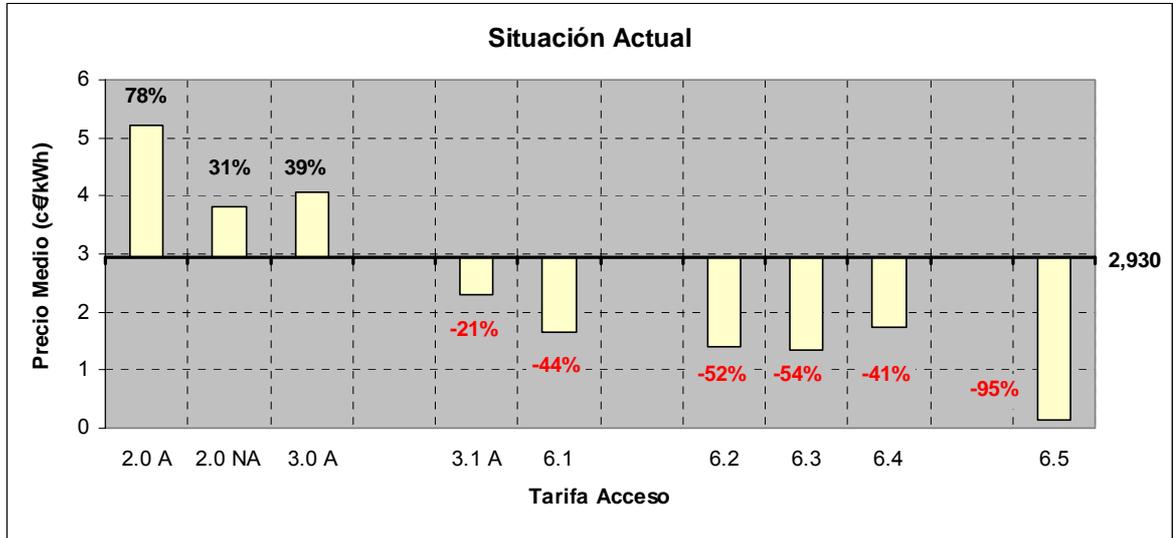
Se considera que las variaciones propuestas, proporcionan señales adecuadas para corregir las inconsistencias entre las tarifas integrales y de acceso. No obstante, dichos ajustes necesarios, se ven limitados por los *cap* que introduce el RD 1432/2002.

En particular, el *cap* del 1,4% en la tarifa media supone imputar menores costes de generación en las tarifas integrales, por la parte del mercado regulado, que los previstos para 2006 y el *cap* aplicado al crecimiento máximo de cada tarifa integral y de acceso, dado por el incremento de la tarifa media más 0,6%, limita ajustes mayores para garantizar la coherencia entre la estructura de tarifas integrales y de tarifas de acceso vigente.

Una vez más se señala que todas las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes. Esta Comisión considera que dicha metodología debe ser aditiva, esto es, aunque la estructura de tarifas integrales y de acceso muestre un único pago por el suministro y acceso, respectivamente, se debe garantizar la adición de los costes en el mismo, de forma que haya consistencia entre los pagos regulados de clientes en el mercado regulado y liberalizado.

A modo de ejemplo, en los gráficos siguientes se recoge la relación entre el coste medio de acceso asignado a cada grupo tarifario y el coste medio del sistema resultante de la aplicación de las tarifas de la propuesta de RD y las tarifas de acceso resultantes de la Metodología asignativa CNE 2001 revisada.

Gráfico 8. Relación entre el coste medio de acceso asignado en cada grupo tarifario y el coste medio total del sistema. Tarifas de acceso del RD 1436/2002 vs. metodología asignativa CNE 2001 revisada



5 COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2006

5.1 Saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas por la cne correspondientes a la tarifa eléctrica de 2005

La Propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006 señala en su parte introductoria que:

“Dada la especial circunstancia de la existencia de saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas durante el año 2005 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, pendientes de determinar, en el contexto legal del marco tarifario vigente, se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que el 1 de julio de 2006, proceda a efectuar una nueva revisión de la tarifa media o de referencia del año 2006”.

Por ello, en el apartado 1 del Artículo 1 de la citada propuesta se señala que:

“ el 1 de julio de 2006, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo el reintegro con cargo a la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la tarifa del año 2005 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1. 9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997 de 26 de diciembre, en los importes realmente aportados por cada una de ellas con inclusión de los costes financieros que se devenguen

hasta el límite máximo de los saldos pendientes de cobro de Costes de Transición a la Competencia.”

En definitiva que, en esta propuesta, se reconoce el derecho de cobro de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones, que dado que aún no resulta posible determinar la cuantía de dicho saldo negativo a la fecha de la fijación de esta tarifa, se establece una revisión posterior de la misma. Asimismo, establece que el reintegro de los saldos realmente aportados vendrá limitado por los saldos pendientes de cobro de Costes de Transición a la Competencia, y que se incluirán los costes financieros que se devenguen.

En relación al contenido del citado precepto, es preciso realizar una serie de consideraciones:

Sobre el compromiso de reintegrar los saldos negativos resultantes de la liquidación de 2005

En aplicación de la Ley 53/2002, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, establece en su artículo 4.9, el coste de los desajustes de ingresos de las actividades reguladas anteriores a 2003, dando a estos costes reconocidos un tratamiento similar a los costes de las actividades reguladas.

También, en este Real Decreto, en el artículo 8.4 se establece que:

“ 4. El Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas”.

Por ello, dado que el citado artículo 4.9 se refiere únicamente a los desajustes anteriores al ejercicio 2003, y no a los desajustes de ingresos con carácter genérico, y que podría resultar dudoso considerar que se ha producido una modificación en la normativa específica, podría considerarse que resulta débil la base normativa que justifica la inclusión en este proyecto de Real Decreto del compromiso de reconocer, en una revisión

posterior de tarifas, las cantidades aportadas por las empresas para financiar los saldos negativos de las liquidaciones de 2005.

No obstante lo señalado anteriormente, cabe también indicar que existe ya un precedente, el anteriormente citado artículo 4.9 del RD 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se reconoció el desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003, en una situación y por un concepto idéntico al que actualmente se está reconociendo. Por ello cabría una interpretación análoga a la entonces realizada, incluyendo este coste como un nuevo concepto de coste en el cálculo de la tarifa, dándole un tratamiento similar a los de las actividades reguladas y descontándolo, por ende, de los saldos de CTCs pendientes de cobro, a los que se ha venido imputando las cantidades aportadas a la financiación del déficit.

Sobre el hecho de que no se pueda precisar actualmente la cantidad

El sistema de liquidaciones que se recoge en el RD 2017/1997 establece que se realizarán 14 liquidaciones provisionales correspondientes a cada ejercicio; estas son acumulativas, corrigiendo cada una la anterior. La última de ellas, la liquidación nº 14, incluye los datos de consumo del ejercicio facturados hasta los dos primeros meses del siguiente ejercicio, debiendo remitir las empresas los datos a la CNE un mes después, para que ésta efectúe las liquidaciones. Con esto, los datos necesarios para calcular el déficit no serán remitidos a la Comisión hasta el 25 de marzo de 2006, siendo por tanto a primeros de mayo de 2006 cuando se podrá disponer de un primer valor del déficit correspondiente al ejercicio.

Por ello, para evitar que se tuviese que hacer en estos momentos una aproximación del valor que pudiera representar el déficit del ejercicio 2005, es por lo que parece adecuado dejar dicha cuantificación a momento posterior, habiéndose incluido el reconocimiento del coste en esta propuesta de Real Decreto de Tarifas, ya que, de no hacerlo, se podrían producir efectos altamente negativos sobre las cuentas de resultados de las empresas.

Sobre la limitación de la cuantía máxima a reconocer por las cantidades aportadas por las empresas para la financiación del déficit de las liquidaciones de 2005.

Sin ánimo de entrar en una descripción detallada del cálculo de los saldos de CTCs pendientes de cobro, y dejando aparte consideraciones relativas a su actualización que se verán posteriormente, el cálculo del saldo de CTCs pendientes de cobro parte del saldo de CTCs al final del ejercicio anterior, se le restan los CTCs percibidos en el ejercicio (o se le suman los déficits financiados) y se les descuentan los excesos de precios por encima de los 3,606 cent.€/kWh.

En el ejercicio 2005, se ha partido del saldo a 31 de diciembre de 2004, se han ido sumando las cantidades aportadas para la financiación del déficit y se les han ido restando los excesos de precios por encima de los 3,606 cent.€/Kwh: con ello, se obtendrá el saldo de CTCs pendientes de cobro a 31 de diciembre de 2005.

Cuando se efectúe la revisión de tarifas anunciada, se deberá concretar el mecanismo de reconocimiento de las cantidades aportadas para la financiación del déficit a cada una de las empresas. Para ello, será necesario determinar, en primer lugar qué cantidad del déficit que resulte al finalizar el proceso de liquidaciones del año 2005, debe ser reconocida en función de la justificación y racionalidad que tenga el desvío al alza de los precios de generación con respecto a las previsiones.

No obstante, con objeto de no introducir una incertidumbre que pudiera afectar de una forma excesivamente negativa sobre las cuentas de resultados de las empresas, se podría garantizar la recuperación de una parte de las cantidades aportadas para la financiación del déficit del ejercicio 2005, en la presente propuesta de Real Decreto, pudiéndose incrementar esta cantidad en función del análisis referido en el párrafo anterior.

Asimismo, una vez se complete la revisión general que apunta la propuesta de Real Decreto objeto de este informe, en julio de 2006, uno de los asuntos a tratar debe ser la relación entre el déficit que debe ser reconocido, los CTC ya cobrados y el saldo de CTC pendiente de recuperar. Por ello se considera que no resulta necesario por ser redundante incluir en el Real Decreto de tarifas para 2006, la relación entre las cantidades a reconocer y el saldo de CTC pendiente de recuperar, ya que en todo caso,

no resulta admisible saldos de CTC negativos. En este mismo sentido, será necesario también eliminar la referencia al tratamiento de los costes financieros y su relación con la actualización de los saldos pendientes de cobro de CTC para evitar que los citados costes financieros se cobren dos veces, como sucede con la redacción actual propuesta.

Sobre el tratamiento a dar a las empresas que alcancen un saldo nulo de CTCs

El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, estableció en su artículo 24 que, en el caso en que en las liquidaciones provisionales, los CTCs resulten positivos, estos no se liquidarán hasta la última liquidación provisional. También, en la Disposición Adicional Segunda del mismo Real Decreto-Ley se señala que, excepcionalmente para el año 2004, la liquidación de CTCs correspondiente a 2004 no se llevará a cabo hasta la liquidación anual que, en todo caso, no podrá tener lugar antes del 1 de enero de 2006.

Esto lleva a que, como ha venido reiterando esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se deba tomar una decisión sobre si, una vez que una empresa agota su saldo de CTCs, sigue debiendo aportar a la financiación del déficit en el caso en que éste se produzca; (o incluso si debe devolver parte de los CTCs percibidos si tienen excesos de precios por encima de los 3,606 cent.€/kWh), o, por el contrario, deja de estar sujeta al procedimiento establecido en la D.T. Sexta de la Ley 54/1997. En cualquier caso, esta decisión resulta necesaria, tanto para el cierre de la liquidación anual de 2004, como para realizar el reparto de CTCs si estos resultasen positivos en la última liquidación de 2006, ó como para que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio pueda establecer una posible modificación de los porcentajes de aportación a los saldos negativos resultantes de las liquidaciones, que con carácter provisional se fijaron en dicho Real Decreto-Ley.

Consideraciones Finales

A la vista de lo expuesto anteriormente, cabe señalar que podrían existir dificultades para la inclusión de un nuevo concepto de coste, el desajuste de ingresos correspondientes a 2005, a través de esta propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006. También indicar que, en el caso de que se reconozca este coste, ha

de hacerse antes de finalizar el ejercicio 2005, puesto que, de no hacerlo, las empresas eléctricas podrían tener un impacto en sus cuentas de resultados. Asimismo se debe destacar que se ha optado por un reconocimiento prácticamente total de las cantidades aportadas para la financiación del déficit como coste reconocido y diferenciado de los CTCs, habiéndose descartado posibles soluciones intermedias de reconocimiento parcial de dicha financiación en base, por ejemplo, a los costes asociados a aquellas tecnologías cuyos aprovisionamientos de combustibles se han elevado notablemente en el último ejercicio. Por último, destacar que en la revisión prevista para julio de 2006 se deberá resolver, además de la cantidad concreta a reconocer como déficit, su relación con los CTC cobrados y el saldo pendiente de recuperar de los CTC.

Por ello, esta Comisión propone suprimir la última parte del párrafo 2º de la “Propuesta de Real Decreto por la que se establece la Tarifa Eléctrica para el 2006” en el sentido de que se incluyan con cargo a la tarifa eléctrica los déficits tarifarios a cada una de las empresas en la cuantía que se determine, teniendo en cuenta las liquidaciones de la CNE, el análisis de los comportamientos estratégicos de las empresas en el mercado, y la aplicación de la normativa vigente, y en su caso, la jurisprudencia disponible.

5.2 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 costes que componen los ingresos de esta actividad: a) el coste acreditado al transporte (actualización del valor correspondiente a 1998), b) el coste por nuevas instalaciones puestas en servicio desde 1998 y c) el incentivo a la disponibilidad.

En la propuesta de Real Decreto de Tarifas 2006 que se informa la retribución de la actividad de transporte asciende a 1.023.083 miles de € para el año 2006, de los cuales 726.260 miles de € corresponden a REE, 215.964 miles de € corresponden al resto de empresas transportistas peninsulares sometidas a la liquidación, de acuerdo con el Real

Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, y 80.859 miles de € corresponden a las empresas insulares y extrapeninsulares.

Dichas cifras, salvo la correspondiente a las empresas transportistas insulares y extrapeninsulares, son superiores a las últimas cifras calculadas por esta Comisión en base a la última información disponible, resultando ser de **725.013** miles de € para REE y **207.456** miles de € para el resto de las empresas transportistas peninsulares. Por tanto, la retribución total de la actividad de transporte debería ascender a **1.013.328** miles de €. Es preciso destacar que la diferencia existente entre la retribución del transporte que figura en la propuesta de Real Decreto que se informa y la última calculada por esta Comisión, obedece a que el Ministerio ha tomado la cifra aportada en el Informe previo aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 15 de noviembre de 2005, relativo a los costes de transporte por empresa transportista para el ejercicio 2006, en el cuál se utilizó la información aportada por las empresas transportista, disponible en dicho momento, que posteriormente se ha visto modificada ligeramente por las citadas empresas transportistas.

Dicha circunstancia viene a explicar la diferencia retributiva comentada. Por tanto, se estima necesario que se proceda a modificar la cifra de la retribución al transporte para 2006 correspondiente tanto a REE como al resto de empresas transportistas peninsulares.

Cabe destacar que, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se ha considerado, en estos últimos cálculos, la retribución correspondiente a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2005 desde el momento de su puesta en servicio, dado que a la fecha de realización del presente Informe se conoce, con carácter cierto para la mayoría de las instalaciones y con carácter muy aproximado para el resto, dichas fechas de puesta en servicio. Sin embargo, no se han considerado para su retribución las instalaciones previstas poner en servicio en el propio ejercicio tarifario de 2006, dado que, como esta Comisión ha manifestado en anteriores Informes de tarifas, es preciso instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la información declarada por las empresas transportistas, instrumentación que debe pasar necesariamente, como fuente imprescindible de información, por la previa

aprobación y publicación en el B.O.E. por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE, del Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica para dicho ejercicio 2006.

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

El Cuadro siguiente contiene el desglose, para cada empresa transportista peninsular, de la retribución calculada por la CNE por el total de los citados tres conceptos de costes contemplados en el referido Real Decreto 2819/1998. Los mismos se han calculado, por un lado, a partir de las Auditorias de las inversiones en instalaciones de transporte realizadas entre 1998 y 2003 y, por otro lado, a partir de la información suministrada por dichas empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 2004 y 2005.

Retribución a la actividad de transporte peninsular en 2006 (Miles de €)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	527.797	554.138	583.125	632.293	704.934	769.767	847.865	932.469
REE	319.712	334.923	353.532	373.698	578.637	626.805	668.974	725.013
IB	81.172	83.787	86.313	90.768	0	0	3.122	7.943
UEF	26.194	30.662	32.451	48.531	5.680	8.793	16.739	33.072
HC	3.149	3.525	3.663	3.668	6.369	7.731	9.219	9.177
INALTA				1.261	104.114	108.573	118.951	131.006
G. ENDESA	92.864	96.445	102.036	108.783	4.490	11.867	24.784	26.258
E. VIESGO	4.706	4.796	5.130	5.584	5.644	5.998	6.076	0

Fuente: Elaboración Propia

De la retribución expuesta en el anterior Cuadro, un 65,18% corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, un 33,45% corresponde a las

nuevas inversiones desde 1998, considerando las instalaciones del 2005 desde su puesta en servicio, y un 1,37% corresponde al incentivo de disponibilidad.

Los parámetros macroeconómicos utilizados para estos cálculos han sido establecidos por la Dirección General de Política Energética y Minas y son los que figuran en el Cuadro siguiente.

Parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte

Parámetros	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
IPC	1,40%	2,90%	4,00%	2,70%	4,00%	2,60%	3,20%	3,30%	2,00%
X	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Y	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Tasa Retribución	6,37%	5,25%	3,94%	5,38%	5,25%	6,46%	5,62%	5,60%	5,08%
Disponibilidad objetivo	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%
K	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Adicionalmente, y en base a lo establecido en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, la retribución correspondiente a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2005, desde el momento de su puesta en servicio, desglosado para cada empresa transportista peninsular, es el que se puede apreciar en el siguiente Cuadro:

	Retribución Instalaciones 2005 desde su puesta en servicio (Miles de €)
TOTAL	18.383
REE	10.890
IB	2.221
UEF	1.416

	Retribución Instalaciones 2005 desde su puesta en servicio (Miles de €)
HC	31
E. VIESGO	0
INALTA	2269
G. ENDESA	1.556

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores, el artículo 7 del ya citado Real Decreto 1432/2002, establece como motivo de revisión, entre otros, que el tipo de interés resulte superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. Para el año 2006 no se justifica la citada revisión retributiva dado que las variaciones de las tasas utilizadas para el cálculo de la retribución provisional del transporte para los años 2004 y 2005 no superan los 50 puntos básicos fijados.

Así mismo, en relación con la insuficiencia retributiva debida, en su caso, a las variaciones en las instalaciones finalmente puestas en servicio respecto a las declaradas por las empresas transportistas y a la variación del IPC definitivo respecto al previsto, esta Comisión entiende que, en base a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, sobre aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, no cabe su consideración para posteriores ejercicios como “revisión de las previsiones de años anteriores”, y ello con independencia de que, tal y como establece el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, en el cálculo de la retribución del transporte de tales posteriores ejercicios se tome como base la cantidad finalmente resultante de considerar las instalaciones e IPC definitivos, y no la cantidad que figuraba en el Real Decreto de Tarifas correspondiente a dicho año.

Dado que el esfuerzo inversor de cada empresa ha sido muy distinto en los últimos años, se estima conveniente señalar que, en el Real Decreto de Tarifas para 2006 que finalmente se apruebe, deberían incluirse los porcentajes provisionales que, sobre la cantidad total, corresponde a cada una de las empresas transportistas, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones.

En el Cuadro siguiente se recogen la cantidad total y los correspondientes porcentajes provisionales que correspondería a cada una de las empresas transportistas peninsulares para el ejercicio 2006.

**Porcentajes de reparto por empresas peninsulares
de la retribución al transporte en 2006**

	Miles de €	(%)
TOTAL	932.469	100,000
REE	725.013	77,752
IB	7.943	0,852
UEF	33.072	3,547
HC	9.177	0,984
INALTA	131.006	14,049
G. ENDESA	26.258	2,816
E. VIESGO	0	0

Fuente: Elaboración propia.

5.2.1 Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998

El coste acreditado a la actividad de transporte peninsular por inversiones anteriores a 1998 asciende a 607.765 miles de € en el año 2006, cuyo desglose por empresa se presenta en el Cuadro siguiente.

Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998

Coste acreditado actualizado (miles de €)								
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	516.874	532.377	541.428	557.673	568.827	584.754	576.790	607.765
REE	313.081	322.473	327.954	337.794	471.536	484.739	478.138	503.103
IB	80.550	82.825	84.232	85.572	0	0	0	0
UEF	26.077	26.859	27.316	28.136	0	0	0	6.085
HC	3.149	3.522	3.582	3.692	3.766	3.871	3.819	4.024
E. VIESGO	4.706	4.706	4.784	4.930	5.029	5.170	5.099	0
INALTA	0	0	0	1189	88.496	90.974	89.735	94.553
G. ENDESA	89.311	91.991	93.560	96.361	0	0	0	

SEVILLANA	32.410	33.380	33.951	34.968	0	0	0	0
FECSA-ENHER	44.861	46.206	46.993	48.402	0	0	0	0
ERZ	6.510	6.707	6.821	7.024	0	0	0	0
T. EBRO	5.530	5.698	5.794	5.967	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

Este coste se obtiene, para cada año, actualizando con el IPC-X los costes acreditados para cada empresa transportista peninsular en el ejercicio de 1998 establecidos en el Real Decreto 2819/1998, siendo el IPC el definitivo hasta el año 2004 y el previsto para los años 2005 y 2006, y X un factor de eficiencia que toma el valor de 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003. 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 1998 con el IPC del año 1998 y el IPC del año 1999, lo cual es un absurdo desde el punto de vista económico. Al igual que se hizo en el cálculo tarifario de anteriores ejercicios, en este Informe no se ha considerado la actualización del IPC correspondiente al año 1998.

5.2.2 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 concursales o mediante autorización directa. En el primer caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones serán los que se deriven de las condiciones del concurso. En el segundo caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones se determinarán por la aplicación de unos valores estándares en concepto de costes de inversión y de costes de explotación establecidos en el citado Real Decreto 2819/1998.

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

correspondientes a nuevas inversiones se obtienen por aplicación de los referidos valores estándares.

El siguiente Cuadro contiene la información de las unidades físicas correspondientes a las instalaciones de transporte que han entrado en funcionamiento entre 1998 y 2005, de acuerdo con la información disponible. Al respecto, la información correspondiente a nuevas líneas, subestaciones y transformadores de potencia de los ejercicios 1998 a 2003 pueden considerarse como definitivas, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las relativas al año 2004 serán provisionales hasta que se presente, por parte de todas las empresas transportistas, las Auditorías correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2005 se corresponden con las previsiones de puesta en servicio de cada empresa.

La experiencia de los anteriores ejercicios tarifarios, en el que se declararon por parte de las empresas transportistas 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.

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

Altas de instalaciones de transporte

	TOTAL							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total líneas (km circuito)	390,9	139,4	395	569,9	902,6	577,4	683,0	909,4
Líneas aéreas (km circuito)	379,7	133,2	394,3	530,9	876,9	542	663,0	887,4
Líneas 220 kV	85,1	133,2	14,6	272,1	175,1	58,6	453,0	542,4
Líneas 400 kV	294,6	0	379,7	258,8	701,8	483,4	210,0	345,0
Líneas subterr. (km circuito)	11,2	6,2	0,7	39	25,7	35,4	20,0	22,0
Líneas 220 kV	11,2	6,2	0,7	39	25,7	35,4	20,0	22,0
Líneas 400 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
Posiciones subestación (nº)	19	28	57	109	198	105	123	200
Posiciones 220 kV	16	24	18	77	141	67	71	159
Posiciones 400 kV	3	4	21	32	57	38	52	41
Capacidad transform. (MVA)	0	925	1.700	600	2.250	4.650	4.650	4.050

400/220 kV	0	925	800	600	1.800	4.650	4.200	3.600
400/132 kV	0	0	900	0	450	0	450	450
Reactancias (MVar)	0	0	0	0	150	450	300	600
Bancos de condensadores (MVar)	0	0	0	0	400	0	400	0

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte peninsular por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 293.509 miles de € en el año 2006, de los cuales 12.843 miles de € corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.791 miles de € a las realizadas en 1999, 16.642 miles de € a las realizadas en 2000, 37.427 miles de € a las realizadas en 2001, 63.800 miles de € a las realizadas en 2002, 40.062 miles de € a las realizadas en 2003, 60.511 miles de € a las realizadas en 2004 y 53.433 miles de € a las realizadas en 2005. En el Cuadro siguiente se muestra la repercusión que, para cada empresa transportista peninsular, suponen en el año 2006 las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1998.

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 en el año 2006 (miles de €)

	C 2006 Por inv. 1.998	C 2006 Por inv. 1.999	C 2006 Por inv. 2.000	C 2006 Por inv. 2.001	C 2006 Por inv. 2.002	C 2006 Por inv. 2.003	C 2006 Por inv. 2.004	C 2006 Por inv. 2.005	Total Costes 2.006
TOTAL	12.844	8.791	16.642	37.427	63.800	40.062	60.511	53.433	293.509
REE	12.112	6.007	13.847	22.460	46.036	36.387	36.503	27.866	201.218
IB						19	459	5.244	5.722
UEF		1.878	371	9.690	3.305	617	4.349	5.361	25.570
HC					2.806	1.069	974	30	4.879
E. VIESGO									
INALTA	732	366	1.237	3.142	10.718	302	9.673	5.988	32.159
G.									
ENDESA	0	540	1.186	2.136	935	1.667	8.552	8.944	23.961

Fuente: Elaboración propia.

Es preciso señalar que en los cálculos anteriores se han tenido en cuenta todas las transmisiones de instalaciones llevadas a cabo hasta el ejercicio 2005.

En el siguiente Cuadro se puede apreciar, para cada empresa transportista peninsular, la evolución de los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1999 al año 2005.

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

	Total Costes 1.999	Total Costes 2.000	Total Costes 2.001	Total Costes 2.002	Total Costes 2.003	Total Costes 2.004	Total Costes 2.005	Total Costes 2.006
TOTAL	10.923	18.951	33.984	70.427	130.342	176.726	243.184	293.509
REE	6.631	9.643	20.943	34.268	102.017	135.441	167.589	201.218
IB	622	962	2.080	4.924	0	0	3.122	5.722
UEF	116	3.802	4.624	19.750	5.581	8.584	16.351	25.570
HC	0	0	0	0	2.626	3.661	5.095	4.879
E. VIESGO	0	89	199	569	471	719	734	
INALTA	0	0	0	68	15.157	16.452	25.510	32.159
G.								
ENDESA	3.554	4.454	6.138	10.847	4.490	11.867	24.784	23.961

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones directas se calculan como suma de dos componentes: costes de inversión (C.I.) y costes de explotación (C.E.). El desglose por ambos conceptos de coste, para los últimos tres ejercicios, se presenta en el Cuadro siguiente:

Costes de transporte por nuevas inversiones (Miles de €)

	COSTES AÑO 2003			COSTES AÑO 2004			COSTES AÑO 2005			COSTES AÑO 2006		
	C.I.	C.E.	TOTAL									
INV. 1998	9.603	2.418	12.021	9.872	2.485	12.357	10.010	2.520	12.531	10.261	2.583	12.844
INV. 1999	6.274	1.953	8.227	6.450	2.008	8.458	6.540	2.036	8.576	6.704	2.087	8.791
INV. 2000	11.255	4.321	15.575	11.570	4.442	16.011	11.732	4.504	16.236	12.025	4.617	16.642
INV. 2001	25.371	9.506	34.877	26.082	9.772	35.854	26.447	9.909	36.356	27.108	10.319	37.427
INV. 2002	41.877	17.764	59.641	43.049	18.262	61.311	43.652	18.517	62.169	44.802	18.998	63.800
INV.2003	0	0	0	33.530	9.205	42.735	33.999	9.334	43.333	30.795	9.267	40.062
INV.2004	0	0	0	0	0	0	46.041	17.942	63.983	43.346	17.165	60.511
INV.2005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38.022	15.411	53.433
Total	94.380	35.962	130.342	130.552	46.174	176.726	178.421	64.763	243.184	213.062	80.447	293.509

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de inversión, en la redacción actual del Real Decreto 2819/1998, se obtienen como la suma de dos anualidades: una en concepto de amortización de los activos y otra en concepto de retribución de los mismos. Una vez puestas en servicio las instalaciones, se calculan la amortización y la retribución del primer año. La amortización se determina dividiendo el valor de la inversión por la vida útil (40 años para líneas, subestaciones y máquinas; 14 años para los despachos de maniobra). La retribución se calcula aplicando

una tasa monetaria, el MIBOR a 3 meses +1% hasta el año 2002 y a partir del año 2003 la media anual de los bonos del Estado a 10 años +1,5%, 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, que toma el valor de 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003.

Este procedimiento de remuneración da lugar a unos flujos de ingresos cuyo Valor Actualizado Neto supera con creces al valor estándar de las inversiones en el momento de su entrada en servicio. Al aplicarse el mecanismo de retribución de las nuevas inversiones establecido en el Real Decreto 2819/1998, las empresas transportistas recuperan al final de la vida útil de estos activos un valor muy superior al reconocido como costes estándares. Esto se debe a que se está utilizando una tasa monetaria, en vez de una tasa real, para retribuir dichas instalaciones, y a que no se tiene en cuenta que el valor de los activos decrece con el tiempo en la medida en que se van amortizando. Por el contrario, si se utilizase una tasa real de retribución y se tuviera en cuenta el decremento del valor neto de los activos, se obtendría un flujo de ingresos que permitiría recuperar el valor estándar de los mismos en el momento de su puesta en servicio. Las siguientes modificaciones, tal y como ya se planteó en los anteriores Informes de esta Comisión sobre las tarifas para los pasados ejercicios, en la definición de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998, permitirían alcanzar el resultado mencionado.

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

donde:

- CI: coste de inversión
- A: amortización
- R: retribución

- VAI: valor inversión
- VAIN: Valor Neto Inversión
- Tr: tasa real
- Vu: vida útil

En resumen, el tratamiento retributivo implícito en el Real Decreto 2819/1998 de las nuevas inversiones realizadas por autorización directa, da lugar a una remuneración a 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 o que han agotado su vida útil.

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

determinar la retribución del transporte, los datos incluidos en la propuesta de Real Decreto que se informa deben tomarse como provisionales.

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

Mención especial requieren las instalaciones que han sido objeto de cesión por parte de terceros a las empresas transportistas y que éstas declaran para la retribución como instalaciones puestas en funcionamiento en el año de la cesión. Conforme lo que establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, a dichas instalaciones cedidas únicamente se les deben reconocer, en su caso, los costes de operación y mantenimiento, lo cual ha sido debidamente tenido en cuenta en los cálculos realizados por esta Comisión.

En conclusión, la regulación económica de la actividad de transporte que se establece en el Real Decreto 2819/1998, tiene 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 siguen en funcionamiento aunque hayan superado la vida útil. Todas estas consideraciones llevan a proponer, tal y como ya se manifestó en los informes sobre las tarifas de años anteriores y en los informes sobre las sucesivas propuestas de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan de manera provisional, o definitiva, las cantidades correspondientes a la actividad de transporte, una revisión que debería, al menos, abordar: 1) la corrección de la fórmula de actualización de la retribución correspondiente a las instalaciones a 31 de diciembre de 1997; 2) la corrección de las fórmulas de cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones puestas en servicio desde el año 1998; 3) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones objeto de cierre, ya sea dicho cierre motivado por necesidades del Sistema (por ejemplo, por insuficiente potencia de cortocircuito) o por decisión de la empresa transportista (por ejemplo, acuerdos para pasar una línea aérea a subterránea); 4) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones que siguen en funcionamiento

aún habiendo agotado su vida útil; 5) el tratamiento económico a establecer para aquellas instalaciones que, habiendo sido declaradas por las empresas transportistas, de acuerdo con sus previsiones de puesta en servicio, a efectos del cálculo de la tarifa del siguiente ejercicio, finalmente no han entrado en explotación; 6) la modificación de la fórmula de cálculo del incentivo a la disponibilidad y 7) el tratamiento económico a establecer ante el uso de determinadas instalaciones eléctricas de transporte, financiadas por los consumidores de energía eléctrica vía las tarifas y/o los peajes, para otras actividades distintas de la eléctrica.

Por otro lado, las empresas transportistas han manifestado en repetidas ocasiones la necesidad de incluir en el Real Decreto 2819/1998, determinados costes unitarios que no están contemplados, como por ejemplo, los costes de inversión en baterías de condensadores y los costes de operación y mantenimiento de baterías de condensadores, transformadores y reactancias, así como la necesidad de actualizar algunos otros costes que se han incrementado sensiblemente en los últimos años.

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

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

Hasta el momento, no se han determinado los valores y fórmulas de cálculo que permitan obtener este incentivo a la disponibilidad, en concreto, no se ha especificado cómo determinar k, d_r y d_o. No obstante, del artículo 26 del ya citado Real Decreto 1955/2000, sobre *Calidad global*, puede concluirse que el valor de d_o queda fijado en el 0,97, que ha sido el considerado en el presente Informe, y que el valor de d_r se calcula 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: n° 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, al menos, como de poco rigurosa. Así, por ejemplo, se da el mismo peso relativo a un transformador que a una línea de 10 km, o que de 100 km, cuando la realidad indica que las tasas de fallo de unos y otros elementos no son equiparables. Por tanto, esta Comisión entiende que dicha formulación debería ser modificada y, además, que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte debería proponer unos umbrales de disponibilidad de las instalaciones, a nivel individual, que sean función de los fallos observados en los últimos ejercicios para cada tipo de instalación que configura la Red de Transporte, con la finalidad última de que el incumplimiento de la disponibilidad de cada instalación individual tuviese consecuencias retributivas para dicha instalación.

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 ha manifestado esta Comisión en anteriores informes, los siguientes principios:

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

Al hilo de lo anterior, la información que finalmente se ha utilizado y que ha servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de las empresas transportistas peninsulares, es la que ha remitido el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Cabe destacar que dicha información es incompleta al comprender

únicamente el período de enero a agosto de 2004. Por tanto, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

El Cuadro siguiente recoge los valores obtenidos para cada empresa transportista peninsular.

Incentivo disponibilidad (periodo ENERO-AGOSTO 2005)			
	II (%)	Dr (%)	miles de €
REE	1,65%	98,35%	9.802
IB	--	--	--
UEF	6,72%	93,28%	0
HC	0,34%	99,66%	244
E. VIESGO	--	--	--
INALTA	1,45%	98,55%	2.025
G. ENDESA (*)	0,00%	100,00%	741

Fuente: REE

Parámetros	
Disponibilidad objetivo	97,00%
K	1
T (horas)	8.784

Fuente: Elaboración propia.

5.3 La retribución de la distribución

5.3.1 Antecedentes

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, establece en su artículo 20 la fórmula de actualización de la retribución global de la actividad de distribución de energía eléctrica, una vez descontados los llamados otros ingresos, correspondiente a las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones establecidas en el Real Decreto 2017/1997.

Dicho mecanismo de actualización de la retribución global de la actividad de distribución ya aparecía recogido en el propio Real Decreto 2017/1997.

Dicha fórmula actualiza anualmente el coste reconocido a esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual al 1%, y del incremento previsto 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 actividad de distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

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

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

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

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

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

Sin embargo, pese a las carencias señaladas en los párrafos anteriores, entiende esta Comisión que se han comenzado a dar los pasos necesarios para poder acometer la reforma del marco normativo de la actividad de distribución, quedando obligadas las empresas distribuidoras a informar acerca de los parámetros básicos en los que se desarrolla la actividad, mediante la Orden ITC/2670/2005 de 3 de agosto, por la que se determina la información que los distribuidores de energía eléctrica deben remitir a la Comisión Nacional de Energía para la elaboración de una propuesta de nueva metodología de retribución a la distribución.

Faltarían por desarrollar, a juicio de esta Comisión, un Real Decreto destinado a sustituir el Real Decreto 2819/1998, en el que se establecieran tanto las obligaciones de las empresas distribuidoras como la retribución correspondiente a cada una de ellas, y una norma con carácter de Ley, que venga a transponer adecuadamente la figura del gestor de la red de distribución de acuerdo con la normativa comunitaria.

5.3.2 La revisión de la retribución a la distribución de años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1% a la prevista. Dado que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2005 era de 235.870 GWh y que la mejor estimación de cierre para el ejercicio 2005 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información

remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, es de 236.805 GWh, se producirá una variación del 0,40% respecto a la previsión, por lo que no procede incorporar en la tarifa 2006 revisión alguna de la retribución de la actividad de distribución por el año 2005 por este concepto.

Lo mismo ocurre respecto al año 2004, ya que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2004 era de 225.851 GWh y el cierre para dicho ejercicio 2004 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, es de 227.930 GWh, por lo que se ha producido una variación del 0,92% respecto a la previsión, por lo que no procede incorporar en la tarifa 2006 revisión alguna de la retribución de la actividad de distribución por el año 2004.

5.3.3 La retribución de la distribución para el año 2006

El Cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de distribución a considerar para la tarifa 2006, todo ello de acuerdo con los valores previstos, aportados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en cuanto al IPC, crecimiento de la demanda y factor de eficiencia.

IPC previsto	2%
Δ demanda previsto	5,0%
Factor de eficiencia	0,3
Actualizador	1,0252

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En el siguiente Cuadro se presentan los valores propuestos de retribución de la actividad de distribución en 2006 obtenidos como actualización del importe correspondiente al año 2005.

Retribución a la distribución para el año 2006

	Retribución 2005	Propuesta 2006

	(miles de €)	(miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	2.942.711	3.016.720
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	253.014	259.377
Distribuidoras D.T. 11 ^a	170.609	174.900
Calidad del Servicio	80.000	90.000
Gestión de la demanda	10.000	0
Total Distribución	3.456.334	3.540.997

Fuente: Elaboración propia y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

La propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que en opinión de esta Comisión es correcta, establece que los costes reconocidos para el año 2006 destinados a la retribución de la actividad de distribución ascienden a **3.540.997** miles de €, una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de medida y otros, incluyendo **90.000** miles de € destinados a planes de mejora de calidad del servicio. Este importe incluye tanto el coste de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, que asciende a **3.016.720** miles de €, como el coste de distribución de los distribuidores insulares y extrapeninsulares, salvo los acogidos a la D.T. 11^a de la Ley 54/1997, que asciende a **259.377** miles de €, así como también el margen retributivo correspondiente a los distribuidores acogidos a la mencionada D.T. 11^a de la Ley 54/1997, que asciende a **174.900** miles de €.

Cabe destacar el incremento sustancial que ha sufrido la partida destinada a planes de mejora de calidad del servicio, situándose en **90.000** miles de €, cifra superior a la que correspondería de la aplicación del actualizador anteriormente citado.

En relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidaciones, es preciso indicar que la cifra recogida en la propuesta de Real Decreto que se informa, esto es, **3.016.720** miles de €, incluye **239** miles de € correspondientes a las empresas distribuidoras Fuerzas

Eléctricas de Valencia, S.A., con **130** miles de €, y a Solanar Distribuidora Eléctrica, S.L., con **109** miles de €.

En relación con la retribución a la actividad de distribución para el año 2006, correspondiente a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, esto es, **259.377** miles de €, esta Comisión no dispone en la actualidad de información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, desconociéndose, así mismo, los criterios utilizados para su determinación inicial, si bien se puede constatar que la misma se obtiene de aplicar el actualizador correspondiente al ejercicio 2006, anteriormente referido, a la cantidad recogida para dichas empresas en el Real Decreto de Tarifas 2005.

Así mismo, en relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, esto es, **174.900** miles de €, esta Comisión no dispone de información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, si bien se puede constatar que la misma se obtiene de aplicar el actualizador correspondiente al ejercicio 2006, anteriormente referido, a la cantidad recogida para dichas empresas en el Real Decreto de Tarifas 2005.

En relación con el reparto de la retribución total de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación que propone el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el Anexo VIII de la propuesta de Real Decreto que se informa, el mismo no varía respecto al recogido en el Anexo VIII del Real Decreto de Tarifas 2005.

Como ya ha tenido ocasión de manifestar esta Comisión con motivo de anteriores expedientes de tarifas, se estima necesario limitar en la mayor medida posible la inestabilidad e incertidumbre regulatoria. Valga recordar que mediante la ya referida Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no sólo se establecieron los porcentajes de reparto de la retribución total de la actividad de distribución para los años 1998 y 1999, sino que también se estableció una metodología para calcular los correspondientes a los sucesivos ejercicios, metodología que ya se vio truncada a partir del año 2001.

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

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

Empresa	Propuesta CNE		Propuesta Ministerio	
	%	Miles de €	%	Miles de €
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	38,087%	1.148.883	36,878%	1.112.428
Unión Fenosa Distribución, S.A.	16,684%	503.274	16,893%	509.574
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U.	3,044%	91.814	3,185%	96.062
Electra de Viesgo I, S.A.	3,024%	91.214	2,991%	90.223
Endesa	39,161%	1.181.296	40,053%	1.208.194
Total	100%	3.016.481	100%	3.016.481

Fuente: CNE

A esta cifra habría que sumar **130** miles de € correspondientes a la retribución de Fuerzas Eléctricas de Valencia, S.A., y **109** miles de € correspondientes a la retribución de Solanar Distribuidora Eléctrica, S.L., obteniéndose de este modo la cantidad de **3.016.720** miles de €, referida anteriormente.

En lo relativo a la revisión de los criterios de retribución a la actividad de distribución, esta Comisión, con fecha de 6 de octubre de 2004, remitió al Ministerio de Industria, Turismo y

Comercio, una propuesta de metodología para el establecimiento de la retribución individual correspondiente a cada una de las empresas distribuidoras, aplicable tanto a las actuales empresas sujetas al proceso de liquidaciones, como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, así como a las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997.

Dicha propuesta metodológica desarrollada por la Comisión elimina arbitrariedades y trata de sustentarse en principios de buena regulación, basándose en que el regulador adquiera un profundo conocimiento de la realidad económica de las empresas distribuidoras en base a una información regulatoria de costes, cuya estructura quedaría fijada por el regulador, y que permitiría conocer en cada momento la marcha económica de las mismas. Para completar este seguimiento de carácter económico, que permitiría comprobar la eficiencia económica de las empresas distribuidoras, habría que utilizar una herramienta de carácter técnico para buscar, también, la eficiencia técnica de las mismas. Y ello, aún aplicando los mismos criterios para todas las empresas, realizado de manera individualizada para cada empresa, de modo que la retribución de cada una de ellas evolucionase de acuerdo a su propia realidad sin que, como ocurre en la actualidad, al tener que repartir una bolsa retributiva única, un aumento de retribución para unas, signifique una disminución para las otras. En el sentido anterior, esta Comisión entiende que las cantidades que figuran en el Anexo VIII de la propuesta de Real Decreto que se informa deberían tener el carácter de provisionales, toda vez que la aplicación del nuevo modelo retributivo podría dar lugar a modificaciones en las cantidades asignadas a cada una de las empresas distribuidoras.

5.3.4 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, el artículo 4 del Real Decreto 1802/2003, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, incorporó una partida que no podía superar los 50.000 miles de €. Dicha

partida, se vio incrementada para 2005 hasta los 80.000 miles de €, incluyéndose dentro de esta cantidad las actuaciones encaminadas al cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión exigibles a las empresas distribuidoras respecto a los puntos frontera transporte-distribución. En la misma línea, la propuesta de Real Decreto que se informa incluye una partida de 90.000 miles de € para los reiterados planes de mejora de la calidad del servicio, si bien no se indica expresamente que dentro de esta cantidad quedan englobadas las actuaciones encaminadas al cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión exigibles a las empresas distribuidoras respecto a los puntos frontera transporte-distribución.

En opinión de esta Comisión, la existencia de este incentivo en los términos en los que actualmente se encuentra establecido, debe tener un horizonte temporal limitado, puesto que su existencia distorsiona los planes de inversión de las empresas y puede llegar a incentivar a las empresas a invertir menos en aquellas zonas con deficiente Calidad de Servicio, a la espera de poder acogerse en las mismas a los Planes de Calidad, lo que puede suponer dar un incentivo contrario al que persigue dicha partida. Es por ello que se aconseja que este sea el último año de existencia de dicho incentivo en los términos en los que actualmente se encuentra formulado, y circunscribir el mismo, a lo que se establezca como incentivo a la mejora en la Calidad de Servicio en el nuevo marco normativo para la actividad de distribución.

Por otra parte, en el último párrafo del artículo 4 de la propuesta de Real Decreto se establece que:

“Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio con cargo a la tarifa de 2004, no comprometidos en los correspondientes Convenios de Colaboración firmados antes del 31 de enero de 2006, pasarán a considerarse ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2006”.

Dado que estos costes siempre se consideran a todos los efectos ingresos de actividades reguladas, sería más adecuado, si se pretende que las cantidades no comprometidas se

incorporen como ingresos en las liquidaciones del ejercicio de 2006, modificar ligeramente la redacción quedando ésta tal y como sigue:

“Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio con cargo a la tarifa de 2004, no comprometidos en los correspondientes Convenios de Colaboración firmados antes del 31 de enero de 2006, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2006”.

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

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

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

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

La propuesta de Real Decreto que se informa establece un incremento del 4,48% en los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

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

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

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

En la propuesta de Real Decreto de tarifas para el año 2006 que se informa, se recoge en su Anexo V los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, sobre liquidaciones, y en el Real Decreto 2019/1997, sobre el mercado de producción. Dichos coeficientes de pérdidas son idénticos a los establecidos para los años 2004 y 2005, lo que puede considerarse adecuado durante un periodo de cuatro a cinco años, en aras a dar una estabilidad que incentive a las empresas distribuidoras a realizar acciones para la mejora de las pérdidas en las redes.

Con independencia de lo anterior, esta Comisión insiste en que sería más adecuado establecer unos coeficientes de pérdidas zonales, de forma que se reconociesen las distintas características de los mercados y de las producciones en cada una de las zonas de distribución, permitiendo de este modo el envío de señales a los distintos agentes. Estos coeficientes de pérdidas zonales que, como se ha dicho anteriormente, deberían mantenerse constantes durante unos años para permitir recuperar a las empresas distribuidoras las inversiones realizadas para la disminución de pérdidas, se irían ajustando en las sucesivas revisiones hacia los valores obtenidos por aplicación de un modelo de red de referencia, transfiriendo de este modo a los consumidores los beneficios derivados de tales disminuciones de pérdidas. De otro modo, se penaliza o se beneficia, según cada caso, a las empresas distribuidoras por el mero hecho de que las características de sus mercados y de las producciones en sus zonas, se aparten en más o en menos de la media, lo cual no es coherente e introduce señales ineficientes a la inversión y a la operación de las redes. En este sentido la reiterada propuesta de metodología de retribución de la actividad de distribución elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, reconoce un nivel de pérdidas específico para cada una de las empresas distribuidoras, estableciendo los incentivos indicados anteriormente.

5.3.8 Comentarios al Anexo VI de la propuesta de Real Decreto (actuaciones del Operador del Sistema)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece un incremento del 4,48% en los valores de los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema, así como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas.

Al respecto, caben los mismos comentarios que los realizados respecto a los derechos de acometida, enganche y verificación. Esta Comisión entiende que dichos precios deberían evolucionar, no con la tarifa media de referencia, sino con el actualizador aplicable a la retribución de la actividad de transporte, es decir, con el IPC-0,6.

5.3.9 Margen de las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997

La propuesta de Real Decreto que se informa recoge una variación de las tarifas D de venta a distribuidores del 7,348%. Este valor difiere del que se obtiene por aplicación de la Disposición Adicional Única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En el mismo, se establece la fórmula de revisión de las tarifas D de venta a distribuidores y, por aplicación de la misma, se obtendría una variación porcentual de la tarifa D de 7,39%.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión propone aplicar para el año 2006 los precios que se recogen en el siguiente Cuadro.

Tarifa de venta a distribuidores (D)

	TÉRMINO DE POTENCIA	TÉRMINO DE ENERGÍA
	Tp: € / kW mes	Te: € / kWh
D.1: No superior a 36 kV	2,363935	0,049997
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,231443	0,047697
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,175656	0,046023
D.4: Mayor de 145 kV	2,105924	0,044768

Fuente: CNE

5.3.10 Compensaciones a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes

En el año 2006 habrá que compensar a los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos por clientes cualificados conectados a sus redes.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, y considerando el saldo actual de la cuenta abierta a tales efectos, es posible reducir el importe de esta partida en 5.000 miles de €, es decir, desde los 14.800 miles de € considerados en la propuesta de Real Decreto que se informa, hasta los **9.800** miles de € calculados por esta Comisión.

5.4 La retribución de la gestión comercial

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 19, apartado 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 otros equipos de medida, facturación y cobro. En el mismo no se estipula diferenciación alguna en el mecanismo retributivo de los costes de gestión comercial a obtener por el distribuidor con respecto a los clientes acogidos a tarifa integral o a tarifa de acceso.

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

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

No obstante, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia, establece que los costes de gestión comercial de los clientes se determinarán considerando como si la totalidad de los suministros se realizaran a tarifa. Esto puede entenderse, tal y como ha manifestado esta Comisión en anteriores informes sobre expedientes de tarifa, como que los costes unitarios de atender a los clientes cualificados no son inferiores a los costes unitarios correspondientes de atender a los clientes a tarifa. Esta aseveración podría ser acertada para los escenarios de elegibilidad existentes hasta el año 2002, en que los costes de lecturas de los nuevos equipos de medida y control utilizados por los consumidores cualificados son incluso mayores a los incurridos por las empresas distribuidoras en esos mismos consumidores cuando estaban acogidos a tarifa. Sin embargo, con el escenario de plena elegibilidad del año 2003, dicha afirmación puede resultar, al menos, cuestionable. Así, para aquellos consumidores que ejerzan la cualificación a los que no se imponga la obligación de cambio del equipo de medida y control, que son la gran mayoría de los consumidores, los costes de gestión comercial en los que incurrirán las empresas distribuidoras pueden resultar menores, y ello, porque, con carácter general, las relaciones de las empresas distribuidoras lo serán, para estos consumidores cualificados, con empresas comercializadoras que aglutinarán a multitud de consumidores, con la consiguiente reducción de los costes de concertación, contratación, facturación y cobro.

Por ello, tal y como se ha indicado en el apartado relativo a la retribución de la actividad de distribución, cualquier modificación de los costes reconocidos para cualquiera de las funciones realizadas por las empresas distribuidoras, entre las que se encuentran la de

gestión comercial, debería basarse en un profundo conocimiento por parte del regulador de los costes incurridos por dichas empresas distribuidoras en el ejercicio de tales funciones, algo que no puede lograrse sin el establecimiento de una información regulatoria de costes homogénea para todas las empresas distribuidoras. Se insiste, por tanto, en la necesidad de implementar una metodología para la determinación de la retribución de las empresas distribuidoras en línea con la propuesta elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Con independencia de todo lo anterior, el apartado tercero del punto segundo de la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, incluye un mecanismo de corrección para el caso en el que la retribución total obtenida aplicando los costes unitarios de gestión comercial, supere el importe global considerado para la partida de gestión comercial en la tarifa de cada año. Dicho mecanismo consiste en afectar las cantidades individuales de cada distribuidor por el coeficiente corrector que corresponda.

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

Dicha fórmula de actualización es, así mismo, la establecida en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 para la evolución de los costes unitarios anteriormente referidos. Los costes unitarios de gestión comercial, para los sucesivos años desde 1998, al aplicar la citada fórmula de actualización, son los reflejados en el siguiente Cuadro, considerando para el año 2006 un IPC del 2%, un incremento de la demanda del 5,00% y un factor de eficiencia de 0,3.

Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa

Concepto		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono	CCs	9,616	9,809	10,065	10,332	10,567	10,782	11,000	11,263	11,547 €
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión	CCpt	1,857	1,894	1,944	1,995	2,041	2,082	2,124	2,175	2,230 €
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro	CRct	0,709	0,723	0,742	0,762	0,779	0,795	0,811	0,831	0,852 €

Fuente: CNE

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

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para los años 1998 a 2005, ambos inclusive, determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 421.766 miles de € para 1998, 235.999 miles de € para 1999, 244.371 miles de € para 2000, 250.850 miles de € para 2001, 255.867 miles de € para 2002, 278.755 miles de € para 2003, 285.614 miles de € para 2004, y 292.441 miles de € para 2005 de los cuales, en este último caso, 18.559 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11^a de la Ley 54/97, y 273.882 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997.

Respecto a la determinación del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica de estos años se considera necesaria la observación, citada en anteriores Informes de esta Comisión, relativa al trasvase de fondos realizado en 1999 desde la actividad de comercialización hacia la de distribución, por un importe de 188.297 miles de €. Dicho trasvase podría estar retribuyendo actividades de gestión comercial que deben realizar los distribuidores, con independencia de si los clientes están acogidos a tarifas integrales o de acceso. Una vez más hay que señalar que, a pesar de que este trasvase fue

consolidado en la tarifa de 1999, por el momento no se dispone de información alguna que lo justifique.

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

5.4.2 La revisión de la retribución de la gestión comercial de años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1% a la prevista. Dado que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2005 era de 235.870 GWh y que la mejor estimación de cierre para el ejercicio 2005 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, es de 236.805 GWh, se producirá una variación del 0,40% respecto a la previsión, por lo que no procede incorporar en la tarifa 2006 revisión alguna de la retribución de la actividad de gestión comercial por el año 2005 por este concepto.

Lo mismo ocurre respecto al año 2004, ya que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2004 era de 225.851 GWh y el cierre para dicho ejercicio 2004 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, es de 227.930 GWh, por lo que se ha producido una variación del 0,92% respecto a la previsión, por lo que no procede incorporar en la tarifa 2006 revisión alguna de la retribución de la actividad de gestión comercial por el año 2004.

5.4.3 La retribución de la gestión comercial para el año 2006

El Cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de gestión comercial a considerar para la tarifa 2006, todo ello de acuerdo con los valores previstos, aportados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en cuanto al IPC, crecimiento de la demanda y factor de eficiencia.

IPC previsto	2%
Δ demanda previsto	5,00%
Factor de eficiencia	0,3
Actualizador	1,0252

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de gestión comercial en 2006 obtenida por actualización de la retribución correspondiente al año 2005.

Retribución a la gestión comercial para el año 2006

	Retribución 2005 (miles de €)	Propuesta 2006 (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	273.882	280.770
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11ª)	18.559	19.026
Total	292.441	299.796

Fuente: elaboración propia

La propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que en opinión de esta Comisión es correcta, establece que los costes reconocidos para el año 2006 destinados a la retribución de la actividad de gestión comercial ascienden a **299.796** miles de €. Este importe incluye tanto el coste de gestión comercial correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto

2017/1997, que asciende a **280.770** miles de €, como el coste de gestión comercial de los distribuidores insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a **19.026** miles de €.

5.5 Gestión de la Demanda

En la propuesta de RD que se informa se establecen varias aproximaciones de mecanismos de gestión de la demanda eléctrica, entendida simultáneamente como acciones de ahorro y eficiencia energética, así como de gestión de la curva de carga por parte de los consumidores.

En primer lugar, respecto al ahorro y eficiencia energética, señalar que el 28 de noviembre de 2003 el Gobierno aprobó la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”, que fue informada previamente por la CNE con fecha 24 de octubre de 2003. La Estrategia tiene por objeto promover el ahorro y la eficiencia energética, e indirectamente, garantizar el suministro de energía, por la reducción de las importaciones energéticas, incrementar la competitividad de los sectores productivos y contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales, lo que es compatible y acorde con los principales vectores de la política energética española, recogida en los objetivos y fines descritos en las leyes sectoriales de Electricidad e Hidrocarburos.

En este sentido, con fecha 8 de julio de 2005 el Gobierno aprobó el Plan de Acción 2005-2007 de la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”. En su apartado 5 se determina que la financiación pública de Plan de 2006 corresponde a 326.480 Miles€, de los que el 53,1 % (173.460 Miles€) corresponden a la tarifa eléctrica. De acuerdo con el Plan, este último importe irá destinado a determinadas actuaciones, específicamente, las que *“permiten conseguir los mayores ahorros de electricidad van dirigidas, fundamentalmente, a los sectores doméstico y terciario, ya sea en equipamiento o en edificación”*.

La propuesta de RD que se informa considera, según su artículo 1.9, la cantidad prevista en el Plan de Acción (173.460 Miles€), en el incremento de la tarifa como consecuencia

de las modificaciones normativas, estableciéndose al mismo tiempo, en su artículo 5, esta cantidad como límite máximo. En este último artículo, se señala también que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio distribuirá dicha cantidad de acuerdo con el Plan, para ser liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos. La CNE por su parte, deberá abrir una cuenta en régimen de depósito a estos efectos.

En segundo lugar, también en línea con el ahorro y la eficiencia energética se establece otra medida regulatoria. En el Anexo I de la propuesta de RD y como en años anteriores, figura un cuadro con los términos de energía y de potencia de las tarifas integrales. Sin embargo, en la Nota al pie del cuadro, y respecto a la tarifa 2.0 General, con potencia contratada no superior a 15 kW y cuando no sea de aplicación el complemento por discriminación horaria nocturna, se determina que si un consumidor acogido a esta tarifa, en un bimestre supera los 1.300 kWh, a la energía consumida por encima de esa cuantía, se le aplicará un recargo de 0,013 €/kWh, lo que significa un incremento del término de energía del 15%. No obstante, ni en la propuesta ni en la información anexa se ofrecen detalles de la valoración de esta medida.

En tercer lugar, respecto a los mecanismos de gestión de la curva de carga por parte de los consumidores, en la DA 15ª de la propuesta de RD se establece que la CNE deberá remitir a la DGPEyM antes del 1 de mayo de 2006 un *“Plan de implantación de contadores horarios que permitan discriminar el consumo en los diferentes periodos horarios en el sector doméstico, así como el coste asociado a los mismos en función de la curva de carga de este tipo de consumidores, con objeto de posibilitar un uso racional de la energía eléctrica”*.

La CNE ha de señalar que con carácter general considera positivas y necesarias las medidas tendentes a la gestión de la demanda eléctrica. En la propuesta de RD se introducen los tres mecanismos específicos señalados, dos de los cuales son valorados positivamente por la CNE, como son la puesta en marcha del Plan de Acción de la E4 para la mejora de la eficiencia y el ahorro de energía eléctrica, así como el encargo a este Organismo de elaborar un *Plan de implantación de contadores horarios* en el sector

doméstico. Sin embargo, no obtiene la misma valoración de la CNE el establecimiento de un recargo a los mayores consumos de la tarifa integral 2.0.

Se ha de señalar que de acuerdo con lo previsto en el artículo 46 de la Ley del Sector Eléctrico, es posible desarrollar programas de gestión de la demanda eléctrica basados en incentivos recogidos en la tarifa eléctrica para fomentar la eficiencia y el ahorro energético, que podrán estar gestionados bien por las empresas distribuidoras y comercializadoras, o bien, por otros agentes económicos. Se considera factible, pues, la puesta en marcha del Plan de Acción de la E4 con fondos de la tarifa eléctrica, siempre y cuando, estos fondos estén destinados, como así se indica en el propio Plan, a fomentar la eficiencia y el ahorro de electricidad.

Además, dadas las funciones que tiene asignadas la CNE en la Ley del Sector Eléctrico, derivadas de la supervisión de los mercados energéticos y de informe o propuesta de la regulación sectorial, se considera necesario que este Organismo informe la normativa derivada del Plan de Acción que ha de desarrollar el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el establecimiento de los criterios mínimos de eficiencia energética que se han de emplear para la distribución y adjudicación de los mencionados incentivos a los agentes económicos, así como los mecanismos para la comprobación o inspección de la consecución de los objetivos energéticos.

Por otra parte, la CNE considera que el establecimiento de un recargo a los mayores consumos de la tarifa integral 2.0, se trata de una medida precipitada (ya que no parece existir un análisis objetivo que soporte la medida) y discriminatoria (puesto que pueden penalizarse consumos necesarios y eficientes de Pymes, familias numerosas y grupos de inmigrantes, por ejemplo), a parte de que podría ir en contra de la nueva estructura tarifaria de asignación eficiente de los costes del servicio. Asimismo, de acuerdo con la redacción dada se podrían dar situaciones conflictivas cuando las medidas de energía a los consumidores se realicen en un plazo no coincidente con los dos meses naturales, lo que llevaría a tener que prorratear el límite y la posible penalización.

5.6 Costes Permanentes del sistema

5.6.1 Costes e Ingresos de las empresas extrapeninsulares.

Compensación extrapeninsular

La propuesta de Real Decreto por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2006 determina unas cuotas del 2,129% y del 6,111% sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, como “Compensación extrapeninsulares”. Estas cuotas, de acuerdo con la información contenida en la propuesta, suponen unos ingresos en concepto de compensación extrapeninsular de 406.437 Miles€, lo que constituye un incremento respecto a la compensación prevista en la tarifa del año anterior del 22%. Este importe, según la información que se recoge en la Exposición de Motivos de la propuesta de Real Decreto tiene dos componentes: la primera, de 285.338 Miles€ que corresponde a la “*compensación prevista*”, y la segunda, de 121.100 Miles€, que corresponde a una cuantía adicional que “*se incluye en la tarifa como nueva normativa*”. Asimismo, en la información anexa a la propuesta se recoge un importe de 151.092 Miles€ correspondiente a “*ingresos no liquidados extrapeninsulares*”.

Por otra parte, la propuesta de Real Decreto considera la anualidad de 2006 para la recuperación del déficit extrapeninsular correspondiente a las Disposiciones Adicionales Segunda de los RR.DD. 3490/2000, de 29 de diciembre y 1483/2001, de 27 de diciembre, e implícitamente, también incluye en la retribución de los operadores del sistema y del mercado, los costes del desarrollo de estas actividades en los territorios extrapeninsulares.

Por último, en la propuesta se establecen las retribuciones al transporte (80.859 Miles€), distribución (259.377 Miles€) y gestión comercial de las empresas distribuidoras (19.026 Miles€) en los sistemas extrapeninsulares, en línea con lo establecido en los anteriores RR.DD. de tarifas.

Tanto en la propuesta de RD como en la documentación anexa, no se ofrecen ni datos ni hipótesis de trabajo suficientes para poder comprobar la mencionada “Compensación

extrapeninsulares” propuesta. Por ello, la CNE ha encontrado serias dificultades para conocer con seguridad la imputación real de costes que se realiza en la propuesta.

Por una parte, con cargo a 2006 la propuesta de RD considera la mencionada Compensación de 406.437 Miles €, y por otra, en la documentación anexa se consideran unos menores ingresos en las liquidaciones de actividades reguladas en 2006 de 151.092 Miles€, al tener que transferirse éstos a los sistemas extrapeninsulares. Por ello, cabría pensar que la previsión del “Sobrecoste bruto de la generación” en estos sistemas, respecto a los precios del mercado peninsular, pueda ser la suma de ambos importes, es decir, de 557.529 Miles€, ya que ambos han de ser ingresados en la cuenta con destino específico “Compensación extrapeninsular” abierta por la CNE.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del 13 de diciembre de 2005, aprobó su ***Informe valorativo de las propuestas de Ordenes Ministeriales por las que se desarrolla el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE)***. A continuación, se transcriben las Conclusiones de dicho informe:

“La Comisión Nacional de Energía, una vez concluido el proceso de captación de información real de los costes de generación en los SEIE, abierto con ocasión de su Informe 10/2005 sobre las propuestas de Órdenes Ministeriales por las que se desarrolla el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, de 7 de julio de 2005, está en condiciones de informar y valorar las propuestas de Ordenes Ministeriales descritas en el objeto de este informe.

En este sentido la CNE, conforme a los epígrafes anteriores, considera que las mencionadas propuestas deben incluir específicamente las siguientes observaciones:

- a) Se debe establecer con claridad, que el sistema de liquidaciones previsto en el artículo 18 del RD 1747/2003 por la energía adquirida por comercializadores, consumidores cualificados y distribuidores se debe realizar desde el 1 de enero de 2004, según se establece en el mismo RD.*
- b) Asimismo, la revisión del coste específico “Compensación extrapeninsulares” se ha producir desde el 1 de enero de 2001, según las Disposiciones Transitorias 1 y 4*

del RD 147/2003, y ha de abarcar transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2005.

- c) Se considera que todos los costes estándares y los incentivos previstos en las propuestas de Ordenes tienen sentido hacia el futuro, que es cuando el productor tiene capacidad de gestión, y nunca hacia el pasado, donde se carece de ella. Por ello, la fecha efectiva de aplicación de los costes estándares de generación y de la entrada en operación del despacho de costes variables, será cuando se promulguen las Órdenes Ministeriales que se informan, que en principio, se considera que pudiera ser el día 1 de enero de 2006.*
- d) En consecuencia con lo anterior, los costes reconocidos a la generación en régimen ordinario durante el periodo 2001-2005 deberán corresponder con los valores auditados, tanto para el establecimiento de los valores brutos de inversión como para el reconocimiento de los costes operativos (incluido el combustible). Estos valores y costes deberían ser recogidos en los anexos de las correspondientes propuestas de Orden. No obstante, se debería habilitar a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar la relación de instalaciones de los anexos, y sus valores, como consecuencia de la aportación de nuevas auditorias (por ejemplo, las correspondientes a 2005) o como resultado de la inspección de la CNE.*
- e) Se debería recoger en las propuestas de Orden que a partir de 2006 se deben realizar las auditorias de los valores de inversión, de los costes de operación y mantenimiento y de los costes de combustible, siguiendo los criterios generales de imputación de costes que la DGEyM establezca por Resolución.*
- f) Se propone el establecimiento de una expresión matemática de tipo exponencial, para determinar de forma continua, a partir de 2006, el valor unitario máximo de inversión de las nuevas instalaciones, por tecnologías, en función de su potencia neta, resultando de ella valores decrecientes al reflejar las economías de escala que se producen. Se propone ajustar la disponibilidad estándar a cada tecnología.*
- g) Se proponen unos nuevos parámetros para determinar, a partir de 2006, los costes fijos y variables de operación y mantenimiento, tanto para instalaciones nuevas como para existentes. Se proponen, asimismo, unos nuevos costes de logística, aplicables desde el año 2006”.*

Asimismo, en dicho informe se realizaron valoraciones según las observaciones anteriores, de los costes del suministro eléctrico en los SEIE durante el periodo 2001-2004, así como los desvíos en la “Compensación Extrapeninsulares” en cada uno de estos años. El desvío total calculado para dicho periodo por la CNE resulta ser de 439.000 Miles€. Asimismo, la CNE ha estimado un desvío en 2005 de 150.000 Miles€, con lo que se totaliza un desvío global de 589.000 Miles € en el periodo 2001-2005, que habrá de ser imputado en la tarifa eléctrica, una vez que las mencionadas Ordenes entren en vigor y consideren finalmente las observaciones de la CNE.

Por último, esta Comisión ha estimado para 2006 el coste del suministro eléctrico en los SEIE según las mencionadas observaciones efectuadas por la CNE, así como el “Sobrecoste bruto de la generación” respecto al precio del mercado peninsular y el sobrecoste neto o “Compensación Extrapeninsulares”.

Las hipótesis generales en este cálculo son las siguientes:

- Producción del régimen ordinario en barras de central de 15.279 GWh, lo que supone un incremento del 7% respecto al cierre estimado de 2005, de acuerdo con la información aportada por las empresas a esta Comisión.
- Coste de combustible: Según cotizaciones medias del primer trimestre de 2005. Esta referencia supone un incremento del precio del barril del 25% respecto al valor medio de 2004, aunque resulta inferior en un 11% respecto al valor medio del periodo enero-noviembre de 2005. Se ha supuesto pues que en el año 2006 no se van a mantener los elevados precios de los productos petrolíferos habidos durante el segundo y el tercer trimestre de 2005, en parte consecuencia de determinados desastres naturales.
- Costes de inversión y de O&M según las observaciones realizadas por la CNE a las propuestas de OO.MM.
- Costes del régimen especial, según estimación de la CNE.
- Costes de las actividades reguladas, según propuesta de RD

Los costes del suministro eléctrico en los SEIE, la “Compensación bruta” y la “Compensación Extrapeninsulares”, calculados por la CNE, y los estimados de la propuesta de RD y por Endesa, se reflejan en el cuadro siguiente:

CALCULO COMPESANCIÓN EXTRAPENINSULAR 2006	PREVISIÓN CNE	PROPUESTA DE REAL DECRETO	ENDESA
GENERACIÓN DEL R.O. EN BARRAS DE CENTRAL (GWh)	15.279	14.292	15.279
COSTE MEDIO GENERACIÓN (c€/kWh)	9,54	9,41	11,17
Generación R. Ordinario (M€)	1.457	1.345	1.706
Combustible	915	-	1.133
O&M	262	-	259
Anualidad de la inversión	280	-	314
Generación R. Especial (M€)	49	49	47
Transporte (M€)	81	81	81
Distribución (M€)	259	259	284 (*)
Gestión Comercial (M€)	19	19	21
TOTAL COSTES (M€)	1.865	1.753	2.139
Ingresos netos tarifa (M€)	1.086	1.016 (**)	975
Ingresos PMP energía comercializadores (M€)	193	180 (**)	225
COMPENSACIÓN BRUTA (M€)	586	557	939
INGRESOS DE LIQUIDACIÓN (M€)	185	151	148
COMPENSACIÓN NETA O COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULARES (M€)	401	406	791

* Incluye pérdidas de energía de clientes a tarifa

** Estimación de la CNE

Por último, en las respectivas retribuciones de los operados del sistema y del mercado se deberán considerar los costes correspondientes al ejercicio de su actividad en los SEIE.

Dada la pequeña diferencia obtenida entre el cálculo de la CNE y el de la propuesta de RD en la "Compensación extrapeninsulares" para 2006, se consideran adecuadas las cuotas previstas en la propuesta de RD de 2,129% y del 6,111% sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, por este concepto.

5.6.2 La retribución al Operador del Sistema

De acuerdo con la información que acompaña la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006, la retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema asciende a 34.776 miles de €. Dicha cuantía no distingue entre retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema Peninsular y por la actividad de Operador de los Sistemas Extrapeninsulares e Insulares, y supone un incremento del 2,4% respecto a la cuantía total asignada en 2005.

Evolución de la retribución al Operador del Sistema con cargo ala tarifa eléctrica de 2004, 2005 y 2006

	RD 1802/2003	RD 2392/2004	Propuesta de RD 2006	% de variación		
				RD 1802/2003 sobre RD 1436/2002	Propuesta de RD sobre RD 1802/2003	Propuesta de RD sobre RD 1802/2003
Operación del Sistema Peninsular	28.559			84%		
Operación del Sistema Extrapeninsular	4.545					
Total Nacional	33.104	33.961	34.776	113%	2,59%	2,40%

Fuentes: Real Decreto 1436/2002, Real Decreto 1802/2003, Real Decreto 2392/2004 y propuesta de Real Decreto 2006

Cabe destacar que la solicitud de REE es de 47.179 Miles de €, esto es, un 38,9% superior a lo que fuera asignada en la tarifa de 2005.

Se considera que la retribución del OS no debería suponer un reconocimiento total de los gastos que tiene previsto incurrir, recalculados por dicha Compañía en cada cierre de ejercicio, más un 15% de margen sobre gastos, como beneficio después de impuestos, tal y como propone anualmente dicha Compañía, por cuanto que aplicar dicho mecanismo implica la eliminación de incentivos a que la empresa funcione eficientemente.

Por otra parte, se pone de manifiesto que toda fórmula retributiva al OS deberá proponerse teniendo en cuenta la retribución que obtiene de otras actividades reguladas, en cuanto no existe separación jurídica de actividades en dicha Compañía, si bien, actualmente, la organización de ambas actividades se encuentra en distinta línea de mando.

Esta Comisión considera que la cifra de retribución para la Operación del Sistema Nacional de 34.776 miles de € incluida en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, es similar al que se incluye en el Anexo III, obtenido tras analizar la información proporcionada por dicha Compañía, sí como sus cuentas auditadas desglosadas por actividades.

En tanto existe separación contable de actividades realizadas por la misma Compañía, cabe señalar que las pérdidas en la operación del sistema son compensadas por los resultados positivos y crecientes en la actividad de transporte.

5.6.3 La retribución al Operador de Mercado

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, que son el resultado de aplicar unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas integrales y de acceso, según el procedimiento de ingresos sujetos a liquidación del Real Decreto 2017/1997.

Asimismo, OMEL recibe ingresos por actividades no eléctricas, por ofrecer servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten en la organización de cursos y en servicios de asesoramiento.

En la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se asigna una retribución al Operador del Mercado con cargo a la tarifa de 2005 de 10.150 miles de Euros, un 2,4% superior a la asignada en el RD 2392/2004.

Retribución al Operador del Mercado

RD 2392/2004	Propuesta de RD 2006	% de variación propuesta de RD 2006 sobre RD 2392/2004	
		Miles de €	%
9.912	10.150	238	2,40%

Fuentes: Real Decreto 2392/2004 y Propuesta de Real Decreto 2006

La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica, al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que se financian con cargo a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso.

Según la información aportada por OMEL a esta Comisión, los ingresos necesarios de dicha Compañía con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, ascienden a 10.839 miles €, lo que supondría un incremento del 9,4 % sobre la retribución de 2005.

Según OMEL, dichos ingresos con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, no incluyen necesidades adicionales que pudieran derivarse del desarrollo y puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad, por una parte, ni el acometimiento de otras tareas que pudieran encomendarse a la empresa como operador del sistema eléctrico insular y extrapeninsular. Asimismo, tampoco se tiene en cuenta el efecto que sobre los ingresos del traspaso de competencias al Operador del Mercado derivadas de las últimas modificaciones normativas, ya que considera que no tendrán efectos en el medio plazo.

Los ingresos necesarios solicitados por OMEL con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, se explican, en términos generales, por una reducción estimada de sus ingresos por actividades no reguladas del 54,5%, si bien su previsión de reducción de ingresos por actividades no reguladas coincide con la realizada hace un año y, en particular, por un aumento de los gastos estimados del 6,1% en 2006 respecto a su previsión de cierre de 2005. Dichos ingresos solicitados por OMEL, incluyen un resultado del ejercicio de 350 miles €, resultado similar al que prevé dicha Compañía para el cierre de 2005, según información proporcionada a la CNE.

Respecto al desglose de gastos previstos por OMEL, para 2006, cabe señalar el aumento en los gastos de personal (6,1%), así como el aumento en el gasto de dotación a la amortización (28,2%), en particular del inmovilizado inmaterial (159,9%) respecto a la previsión de cierre de 2005.

El aumento de la dotación a la amortización del inmovilizado inmaterial en 2006, se debe, por una parte, al esfuerzo inversor al que, según la propia Compañía, está obligada, debido al alto nivel tecnológico requerido por los sistemas que sustentan el mercado, y, por otra, a una cierta recuperación del ritmo de inversiones que se habían paralizado como consecuencia de la congelación en la retribución de 2004.

Cabe reseñar que la retribución de OMEL, al igual que el resto de costes que son financiados con cargo a cuotas, no implica un reconocimiento directo y total de todos los costes solicitados por los distintos agentes. En consecuencia, si bien su retribución debería cubrir los costes prudentemente incurridos, una retribución a coste del servicio de todos los costes que hayan sido previstos por la Compañía, podría no incentivar, necesariamente, su funcionamiento eficiente.

En este sentido llama la atención el aumento de la partida de gastos de personal previsto para 2006 por la Compañía, teniendo en cuenta el coste medio por empleado previsto para el cierre 2005 y para 2006 (Véase Anexo IV) y la solicitud de un empleado más en 2006, cuando se ha producido una transferencia de funciones hacia el Operador del Sistema, en aplicación del RD 2351/2004 y de la Ley 24/2005.

Asimismo, cabe señalar la cuantía significativa de dotación a la amortización de inmovilizado inmaterial prevista por la Compañía para 2006, en correspondencia con el Plan de inversiones, si bien se observa una sustitución de inversiones previstas en presupuestos, por gastos corrientes (servicios exteriores), según información de las cuentas auditadas de la Compañía.

En consecuencia, se considera que la retribución de 10.150 Miles de € incluida en la información que acompaña a la Propuesta de Real Decreto, permite una retribución adecuada de dicha Compañía.

Esta Comisión considera que en el caso de que dicha Compañía obtenga nuevas funciones de acuerdo con el desarrollo de Mercado Ibérico, se deberá analizar las necesidades retributivas, si bien su financiación podría no necesariamente ir con cargo a la tarifa eléctrica.

4.5.5.1. Stock de carbón autóctono a la entrada del modelo

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

Con fecha 19 de octubre de 1998 el Ministerio de Industria y Energía dictó una Orden Ministerial, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas, que establece en su anexo II las existencias de carbón autóctono CECA, por centrales, a 31 de diciembre de 1997. Asimismo, en el mencionado anexo, se estableció el valor de dicho stock.

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

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

En base a estas disposiciones se determinó el sobrecoste del carbón autóctono almacenado a 31.12.97 en el **Informe 14/2001 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2002 (aprobado por el Consejo de Administración de 26 de diciembre de 2001). Ref.: 123/2001**

El extracto del cálculo de este sobrecoste a 31 de diciembre de 1997, es el que se refleja en el cuadro siguiente:

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

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

Este criterio es el que se adoptó a partir de entonces en los Reales Decretos anuales de tarifas, y el que se adopta en la previsión de la tarifa de 2006, ya que se imputan a este año 2.220 M€ (equivalentes a 369 MPTA) que son conformes con el cuadro de cálculo de la anualidad que figura en el mencionado **Informe 14/2001**.

5.6.4 Prima implícita del carbón autóctono

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

El Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. En el artículo 13 se establece, dentro de los costes de transición a la competencia, el importe de la asignación por consumo de carbón autóctono en 254.365 MPTA (1.528,8 M€) a 31 de diciembre de 1997. A su vez, en el artículo 15 se fijaron los criterios de reparto de esta asignación, mediante una prima que en promedio teórico resulta de una peseta por kWh para 1998 y que estaba detallada por centrales para el ejercicio 1998 en su anexo II, sin establecer expresamente la limitación de las cantidades de carbón en cada central. Por último, en dicho artículo, *“se faculta al MINER para establecer los correspondientes importes de las primas para ejercicios posteriores”*.

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

Además, en la Disposición Adicional 2ª del anterior Real Decreto 2820/1998, se reguló una nueva forma de devengo de la prima, al establecerse que las centrales que estuvieran en los cinco primeros años de vida útil podrán percibir la prima aplicada sobre la producción equivalente a “*la adquisición*” del carbón autóctono, y no a su consumo efectivo.

La Orden Ministerial, de 29 de octubre de 1999, estableció para 1999 la prima al consumo de carbón autóctono, detallando en su punto primero por centrales las “*primas específica, permanente y el incentivo tecnológico*”. Asimismo, esta Orden establecía en su punto segundo la producción máxima por centrales, expresada en GWh, equivalente al consumo de carbón autóctono para ese año, coincidente con las cantidades de carbón establecidas en el Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, fijó una limitación al cobro de la componente específica de la prima en cada uno de los grupos termoeléctricos

consumidores de carbón, cuando el ingreso medio mensual procedente del mercado supera un precio objetivo considerado en el Real Decreto de tarifas.

Las Ordenes Ministeriales, de 25 de abril y 26 de noviembre de 2001, de 25 de noviembre de 2002, y de 29 de octubre de 2003, establecieron, respectivamente para el periodo 2000 - 2003, las primas al consumo de carbón autóctono, detallando en sus puntos primeros las mismas primas por centrales que las establecidas para el año 1999, y en sus puntos segundos las producciones máximas por centrales asociadas al consumo de carbón autóctono. Estas producciones se determinaron sobre la base de las cantidades de carbón contratado entre las empresas eléctricas y mineras, *“que dado su plazo, garantiza el suministro”*, en contraposición al criterio empleado en 1999, donde se tomaron como referencia las cantidades del Plan de la Minería. Desde dicho año 2003 no han sido dictadas Ordenes Ministeriales que regularan la prima al consumo de carbón autóctono en 2004 y 2005, por lo que provisionalmente se siguen aplicando las primas y cantidades máximas establecidas en 2003.

En la documentación que se acompaña a la propuesta del RD que se informa se establece un coste en concepto de prima al carbón autóctono para el año 2006 de 107.844 Miles€, considerando las mismas primas que en 2005, con las limitaciones del RD Ley 6/2000, y con una reducción de la cantidad de carbón autóctono del 5%. La CNE entiende que dicho importe está en línea con lo dispuesto en la mencionada Disposición transitoria 4ª de la Ley del Sector Eléctrico, en el sentido de que se alcance en términos multianuales una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh (6 cent€/kWh).

5.7 Desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y coste de revisión de generación extrapeninsular e insular en 2001 y 2002

En el artículo 15.3 de la Orden ECO/2714/2003, se establece que la anualidad provisional correspondiente a cada año del desajuste de ingresos de actividades reguladas y del derecho de compensación por revisiones de costes extrapeninsulares, a los efectos de su

inclusión en el cálculo de la tarifa correspondiente, se determinará como la cuota total constante anual necesaria para la recuperación el 31 de diciembre de 2010 del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre del ejercicio anterior.

Asimismo, se determina que el tipo de interés que se utilizará será el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre anterior al año de la tarifa a determinar.

En el cálculo de la anualidad de 2006 de la compensación por desajuste de ingresos de actividades reguladas con cargo a la tarifa 2006 se ha considerado el tipo de interés correspondiente al valor del Euribor medio del mes de noviembre de 2005 (2.361%). Como diferencia hasta la cantidad incluido por este concepto en la propuesta de Real Decreto se ha determinado la compensación por revisión de costes extrapeninsulares, al no haberse publicado el importe de la revisión de costes extrapeninsulares.

La anualidad de 2006, a incluir en la correspondiente tarifa, se ha calculado según lo especificado en el siguiente cuadro.

Cálculo de las anualidades con cargo a la tarifa eléctrica 2005 (miles de Euros)

ÁMBITO	IMPORTE PENDIENTE A 31/12/2004	ANUALIDAD AÑO 2005	INTERESES AÑO 2005	SALDO A 31/12/2005	ANUALIDAD 2006
Compensación por desajuste de ingresos de actividades reguladas	1.163.750	209.105	27.476	982.121	210.553
Compensación por revisión de costes extrapeninsulares	92.112	18.038	2.175	76.249	16.025
Nacional	1.255.862	227.143	29.651	1.058.370	226.578

Fuentes: Orden ECO/2714/2003, Resolución de 16-05-2005 de la DGPEYM, información que acompaña a la propuesta de Real Decreto de tarifa media o de referencia y Banco de España.

Cabe señalar que el importe pendiente a 31/12/2004 de la compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas, se determina en la Resolución de 16 de junio de 2005 de la Dirección General de Política Energética y Minas, no así el importe pendiente del derecho de compensación por revisión de costes extrapeninsulares

Sin embargo, el importe pendiente a 31/12/2004 correspondiente a la revisión de los costes extrapeninsulares se obtiene de la información que acompaña la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, teniendo en cuenta los tipos de interés y la anualidad de 2004, es decir, es una estimación.

No obstante, se debe señalar que de haber aplicado el mismo método de cálculo a la compensación por revisión de coste extrapeninsular que el utilizado para compensación por desajuste de actividades reguladas, la cuantía correspondiente a la anualidad de 2006 de ambos costes, estimada según la Orden ECO/2714/2003 resulta ser superior en 322 miles de Euros al valor máximo de dicha anualidad incluida en la propuesta de Real Decreto.

5.8 Costes de Diversificación y Seguridad del abastecimiento

5.8.1 Régimen especial

4.7.1.1 Sobre la previsión de coste del régimen especial en 2006

En aplicación del Real Decreto 1432/2002, los costes de generación de régimen especial en 2006 se realizarán conforme a la previsión de energía realizada por la CNE. En concreto, la propuesta de Real Decreto que se informa recoge la previsión de energía aportada por el régimen especial nacional en 2006 realizada por la CNE de 55.944 GWh, con un crecimiento del 10% respecto a la previsión de cierre del año 2005.

El coste que recoge la propuesta de RD asciende a 3.991.338 Miles€, (3.832.871 Miles€

			2005				2006			
			Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Precio Medio cent€/kWh	Coste Total Miles €	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Precio Medio cent€/kWh	Coste Total Miles €
Peninsular	Ventas a Distribuidora	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	8.876	3.084	6,818	605.098	8.652	3.084	7,155	619.036
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	10.349	2.955	8,166	845.093	9.563	2.955	7,327	700.705
		Total RD 436/04	6.093	1.868	6,821	415.598	5.512	2.448	7,253	399.783
		Total Ventas a Distribuidora	25.317	7.907	7,370	1.865.788	23.727	8.487	7,247	1.719.524
Peninsular	Ventas mercado	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	5.549	1.267	7,703	427.403	5.844	1.267	6,279	366.953
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	19.153	9.450	9,101	1.743.209	25.620	10.750	7,943	2.035.041
		Total RD 436/04	24.702	10.716	8,787	2.170.611	31.464	12.016	7,634	2.401.994
		Total Ventas mercado	24.702	10.716	8,787	2.170.611	31.464	12.016	7,634	2.401.994
Total peninsular		50.019	18.623	8,070	4.036.400	55.190	20.503	7,468	4.121.518	
Extrapeninsular	Ventas a Distribuidora	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	390	100	5,638	22.006	390	100	5,891	22.992
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	337	138	8,682	29.240	337	138	7,159	24.112
		Total RD 436/04	17	19	8,405	1.417	27	30	8,675	2.335
		Total extrapeninsular	744	257	7,079	52.663	754	268	6,557	49.440
TOTAL R.Especial		50.763	18.880	8,055	4.089.063	55.944	20.771	7,456	4.170.958	
Variación con respecto al año anterior			10%	10%	31%	44%	10%	10%	-7%	2%

como coste de generación del régimen especial y 158.467 Miles€ como consecuencia de modificaciones en normativa específica, en concreto por el sobrecoste derivado de la generación del régimen especial que participa en el mercado). Este coste responde a la previsión realizada por la CNE estimando un incremento de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR) de un 2%. Teniendo en cuenta que el incremento ahora previsto en la TMR es del 4,48%, el coste total del régimen especial a considerar debería ser el que aparece en el cuadro siguiente. Este cuadro muestra el desglose de la previsión de energía, potencia y coste en 2006, junto con la revisión del año 2005, todo ello desglosado según el régimen económico aplicable a las distintas instalaciones.

La previsión de coste de 2006 y de cierre del ejercicio 2005 se han realizado siguiendo los siguientes criterios.

Previsión de energía y potencia:

- No se incluyen las ventas de energía de las instalaciones de régimen especial a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/97.
- Se incluye en la previsión tanto las instalaciones que vierten electricidad a las grandes distribuidoras como las que participan en el mercado, partiendo de la situación real a noviembre de 2005. Se incluye también las instalaciones de régimen ordinario que perciben prima o incentivo y tienen una potencia superior de 50MW.
- Se calcula la potencia instalada a final de cada año, considerando la misma tendencia de crecimiento que la registrada en los últimos años para cada tecnología, y suponiendo que las nuevas incorporaciones se acogen al RD 436/2004.
- Se considera una hidraulicidad media para el año 2006.
- Se considera en el cierre del año 2005 una hidraulicidad muy por debajo de la media (a noviembre de 2006, el índice producible hidráulico es de 0,49).
- Para el resto de tecnologías, se considera el tipo de funcionamiento medio de los últimos años.

A continuación se incluye un cuadro con las horas medias de funcionamiento equivalentes a plena carga para el periodo 2002-2004, por tecnología, así como las horas previstas para los años 2005-2006.

HORAS DE UTILIZACIÓN	AÑO				
	2002	2003	2004	2005	2006
TECNOLOGÍA					
COGENERACIÓN (*)	3.273	3.353	3.287	3.287	3.361
SOLAR	701	864	865	921	909
EÓLICA	1.898	1.909	1.941	2.102	1.985
HIDRÁULICA	2.529	3.165	2.834	1.883	2.849
BIOMASA	3.401	3.496	3.849	4.572	4.000
RESIDUOS	4.774	4.982	3.936	4.573	4.841
TRAT.RESIDUOS	3.198	5.004	5.801	5.982	6.104
TOTAL GENERAL	2.716	2.819	2.699	2.689	2.693

*Horas correspondientes a la energía excedentaria vertida.

Asimismo, se incluye un cuadro con la potencia instalada a final de cada año en el periodo 2002-2004, por tecnología, así como la potencia prevista para 2005 y 2006.

POTENCIA INSTALADA (MW)	AÑO				
	2002	2003	2004	2005	2006
TECNOLOGÍA					
COGENERACIÓN	5.595	5.677	5.803	5.856	5.956
SOLAR	7	11	21	36	67
EÓLICA	5.059	6.319	8.233	9.749	11.259
HIDRÁULICA	1.492	1.562	1.604	1.687	1.737
BIOMASA	321	421	433	461	661
RESIDUOS	455	461	579	582	582
TRAT.RESIDUOS	324	420	465	509	509
TOTAL GENERAL	13.251	14.870	17.138	18.880	20.771

A continuación se muestra la previsión de las ventas de energía del régimen especial realizada por las empresas de UNESA.

PREVISIÓN UNESA (GWh)	2005	2006
	49.860	54.680

Previsión del Precio:

- Se considera en 2006 un incremento de la tarifa eléctrica media o de referencia de un 4,48%, incremento que se aplica automáticamente a las tarifas reguladas, primas e incentivos de las instalaciones acogidas al Real Decreto 436/2004.
- El precio medio de las instalaciones que continúan acogidas al Real Decreto 2366/1994, se incrementa en una cuantía igual al incremento medio de la tarifa experimentado por la tarifa eléctrica media o de referencia.

- Para las instalaciones de régimen especial que siguen incluidas en la disposición transitoria segunda del RD 436/2004, se considera una variación de las primas que responde a las fórmulas actualización establecidas en dicha DT 2ª, conforme a las siguientes variables:
 - Variación interanual (octubre 2005/ octubre 2004) de los tipos de interés del 2,26% (Euribor a 3 meses).
 - Variación prevista (2006/2005) de la tarifa eléctrica del 4,48%
 - Variación del precio del gas natural del 16,36%(consumidor tipo de 40Mte/año, caudal de 175.000 kWh/día, media 12 meses 2005 frente a la media 12 meses 2004).

Asimismo, en el grupo “b”, la variación de las primas viene limitada por la banda entre el 80% y 90% de la tarifa eléctrica media.

Por otra parte, el valor medio anual del precio final horario del mercado de producción para 2005, obtenido para el grupo b, se ha calculado para los últimos doce meses que pueden considerarse provisionalmente completos (periodo julio2004-junio2005), ponderando los precios mensuales por la energía facturada mensualmente por cada grupo en régimen especial. Para los grupos a.1, a.2 y d, el precio medio utilizado es el precio medio final horario del mercado en ese mismo periodo. A continuación se indican los precios finales horarios medios estimados para el año 2005 para cada uno de los grupos:

GRUPOS DT2ª RD 436/2004	PRECIO FINAL MERCADO 2005 Cent€/kWh
a1, a.2	4,661
a1y a2 fuel oil	4,661
b2	4,237
b4	4,634
b5	4,567
b6	4,631
b7	4,245
b8	4,521
c1	4,691
c2	4,585
c3	3,816
d1	4,661
d2	4,661

El precio medio de mercado del año 2006 se ha estimado como en la propuesta de RD en 4,235 cent€/kWh, como precio medio ponderado de la generación peninsular de régimen ordinario, incluyendo el déficit de derechos de emisión.

Por otra parte, se debe señalar que en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, se modificaron las primas de dos grupos, sin considerar las fórmulas para la actualización de las mismas establecidas en la DT 2ª del RD 436/2004. Estas modificaciones correspondieron al grupo “a” de cogeneraciones que utilizan como combustible fuel-oil y al grupo “d.1” que corresponde a tratamiento de purines, y que en ambos casos se fijaron en 3,2424 cent€/kWh. Por su parte, la CNE con el fin de incrementar la seguridad jurídica, como en otras ocasiones, apuesta por la aplicación de la ortodoxia regulatoria y considera que ante la actualización de las primas para el año 2006 de estas tecnologías, se podría haber aplicado las correspondientes fórmulas de actualización establecidas en dicha DT2ª, partiendo de las respectivas primas vigentes en 2004. De esta forma se obtendrían para 2006 las primas de estas dos tecnologías, actualizando dos veces las primas vigentes en 2004, primero para llevarlas a los valores que hubieran tenido en 2005 y después, para determinar sus valores en 2006, con lo que se conseguiría sino eliminar, si paliar la distorsión regulatoria habida en 2005. No obstante, la CNE considera como punto de partida la prima de 2005.

De acuerdo a las variables y criterios anteriores, y las fórmulas para la actualización de las primas establecidas en la DT 2ª del RD 436/2004, las primas resultantes en 2006 para las instalaciones acogidas a dicha DT 2ª, según los cálculos de la CNE, serían las siguientes:

Cent€/kWh	PRIMAS 2005	PRIMAS 2006	Incremento 2006/2005
a1	1,4100	2,4350	73%
a2	1,4202	2,4462	72%
a1y a2 fuel oil	3,2424	4,4481	37%
b11 P<=5kW	36,0607	36,0607	0%
b11 P>5kW	18,0304	18,0304	0%
b2	2,3574	2,6549	13%
b3	2,7173	2,6579	-2%
b4	2,5903	2,6579	3%
b6	2,8174	2,6579	-6%
b7	2,2633	2,5649	13%
c1	1,8442	1,9064	3%
c2	1,8442	1,9064	3%
c3	1,8442	1,9064	3%

d1	3,2424	4,4481	37%
d2	1,8361	2,9032	58%
d3	0,9909	1,9746	99%
art 31	0,4989	0,5157	3%

La banda sombreada corresponde a la aplicación del límite del 90% de la TMR.

- El precio medio de mercado estimado por las instalaciones que participan en el mercado de producción durante el año 2005 se determina a partir de las liquidaciones realizadas por el OMEL a las instalaciones de régimen especial que han participado en él durante el periodo enero-septiembre de 2005: 5,610 cent€/kWh.

Previsión de la prima equivalente:

PREVISIÓN DEL AÑO 2006					
	VENTAS GWh	COSTE TOTAL Miles€	PRECIO MEDIO MERCADO cent€/KWh	IMPORTE DE LA PRIMA EQUIVALENTE Miles€	% S/ Ingresos totales
PREVISIÓN EN TARIFA 2006	55.944	4.170.958	4,235	1.801.956	9,4%

Observaciones de la CNE a los costes y primas de 2006 recogidos en la propuesta de RD:

1. El coste que recoge la propuesta de RD asciende a 3.991.338 Miles€, (3.832.871 Miles€ como coste de generación del régimen especial que vende la energía al distribuidor, y 158.467 Miles€ como consecuencia de modificaciones en normativa específica, en concreto por el sobrecoste por encima de 6,851 cent€/kWh, derivado de la generación del régimen especial que participa en el mercado). Este coste total responde a la previsión inicialmente realizada por la CNE en la que, entre otros, estimaba un incremento de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR) de un 2%. Teniendo en cuenta que el incremento ahora previsto en la TMR es del 4,48%, según el primer cuadro de este epígrafe, el coste a considerar para el régimen especial debería ser de 4.170.958 Miles€. Este coste puede desglosarse también en dos partes: 4.042.422 Miles€, como coste de la generación del régimen especial que vende su energía al distribuidor a un precio

de 7,226 cent€/kWh, y en un sobrecoste de 128.536 Miles€ de las instalaciones que participan en el mercado, con un precio medio de 7,634 cent€/kWh. De acuerdo con lo anterior, se obtienen dos diferencias de coste, por lo que la CNE entiende que correspondería realizar incrementos o decrementos adicionales en la tarifa prevista en 2006; la primera, de +1,10%, que no podrá ser materializada por haberse alcanzado el límite global del 1,40%, y la segunda, que correspondería a un decremento del -0,16%, como consecuencia de modificaciones en normativa específica.

2. En la exposición de motivos de la propuesta de RD se señala que los precios de venta de las instalaciones acogidas a la DT 1ª del RD 436/2004 (acogidas al RD 2366/1994 cuando entró en vigor la Ley del Sector Eléctrico, y que gozan de un régimen transitorio en tanto no desaparezcan los CTC's) se incrementan con el mismo incremento que la TMR, *“excepto los de las instalaciones del grupo d que utilicen como combustible derivados líquidos del petróleo, cuyos precios se han establecido en el Real Decreto por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico”*. En el punto 2 del Anexo IV se cuantifican estos precios, apareciendo un segundo Grupo d para instalaciones *“que utilizan derivados líquidos del petróleo”* con unos precios que se incrementan en un 17% respecto a los habidos en 2005. En principio, la CNE considera que discriminación de precios dentro del mismo grupo administrativo supone un cambio regulatorio que no debería realizarse mediante un instrumento ajuste como es el RD de tarifas. Tampoco podría realizarse esta discriminación mediante un RD ordinario, como el que se señala en la Exposición de Motivos de la propuesta, ya que de acuerdo con la redacción dada a la DT 8ª.2 de la Ley del Sector Eléctrico las instalaciones que estaban acogidas al régimen del RD 2366/1994, *“mantendrán dicho régimen”* en tanto subsista la retribución de los CTC's. En definitiva, la CNE considera que se debe eliminar de la propuesta que se informa la mencionada discriminación de precios, por no ser ésta conforme a la Ley del Sector Eléctrico.

4.7.1.2 Revisión de la prima equivalente del régimen especial en el año 2004

El cuadro siguiente muestra el coste final que a efectos de liquidaciones de actividades reguladas ha sido declarado hasta la fecha por las empresas distribuidoras no incluidas en la DT11ª de la Ley 54/97, correspondiente a las ventas de energía de las instalaciones de régimen especial habidas durante el año 2004:

			Datos reales del año 2004			
			Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Precio Medio cent€/kWh	Coste Total Miles €
Peninsular	Ventas a Distribuidora	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	9.995	3.348	6,643	664.008
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	23.722	6.844	6,159	1.461.173
		Total RD 436/04	3.092	3.817	6,636	205.202
	Total Ventas a Distribuidora		36.810	14.008	6,331	2.330.383
	Ventas mercado	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	6.273	1.186	5,179	324.880
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	194	0	4,755	9.209
Total RD 436/04		2.251	1.698	5,920	133.254	
Total Ventas mercado		8.717	2.884	5,361	467.343	
Total peninsular		45.527	16.892	6,145	2.797.726	
Extrapesinular	Ventas a Distribuidora	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	391	100	5,512	21.533
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	332	138	6,458	21.460
		Total RD 436/04	9	7	7,677	654
Total extrapesinular		732	246	5,967	43.647	
TOTAL R.Especial		46.259	17.138	6,142	2.841.374	

A continuación se incluye la previsión de coste del régimen especial del año 2004 recogida en la tarifa del año 2004.

PREVISIÓN DEL COSTE DEL RÉGIMEN ESPECIAL	PREVISIÓN DEL AÑO 2004 INCLUIDA EN LAS TARIFAS DE 2004		
	Energía (GWh)	Precio (cent€/kWh)	Coste (Miles€)
RD2366/94	10.601	6,488	687.842
RD2818/98	24.612	6,420	1.580.131
RD841/2002	8.250	5,292	436.594
Total peninsular	43.463	6,223	2.704.566
RD2366/94	437	5,874	25.671
RD2818/98	347	6,501	22.557
Total extrapesinular	784	6,152	48.228
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	44.247	6,221	2.752.795

Dado que en la tarifa del año 2005, no se incluyó ninguna revisión del coste del régimen especial correspondiente a la previsión del año 2004, ni tampoco del precio del gas natural correspondiente a la previsión de generación en dicho año, procede comparar la

prima equivalente final con la inicialmente prevista en 2004, considerando las mismas referencias del precio del mercado que las empleadas en dicha previsión.

CIERRE DEL AÑO 2004						
	VENTAS GWh	COSTE Miles€	PRECIO MEDIO MERCADO cent€/kWh	IMPORTE DE LA PRIMA EQUIVALENTE Miles€	DESVÍO SOBRE EL IMPORTE DE LA PRIMA %	DESVÍO IMPUTABLE A LA TARIFA Miles€
PREVISIÓN EN TARIFA 2004	44.247	2.752.795	3,736	1.157.059		
REVISIÓN EN TARIFA 2005	47.092	2.907.018	3,736	1.169.908	1,1%	0
REVISIÓN EN TARIFA 2006	46.259	2.841.374	3,736	1.113.138	-3,8%	0

La diferencia entre el importe de la prima equivalente final resultante en 2004 y el previsto en las tarifas del año 2004 resulta ser inferior al 5%, por lo que no procede aplicar desvíos por este concepto en la tarifa de 2006.

Por último señalar que en la propuesta de RD se determina el sobrecoste con un precio del mercado o de la generación en régimen ordinario de 3,6061 cent€/kWh, distinto al previsto en la tarifa de 2004 para la determinación de las primas del régimen especial de la DT 2ª, sin que hubiese sido corregido el precio del gas en las tarifas posteriores. Sin perjuicio de que en este caso el cambio de precios no tenga incidencia en la revisión tarifaria de 2006, la CNE considera que por seguridad jurídica se debe realizar el cálculo del desvío con la anterior referencia de 3,736 cent€/kWh.

4.7.1.3 Revisión de la prima equivalente del régimen especial en el año 2005

A continuación se incluye la previsión de cierre del año 2005, junto con la previsión del mismo año que se realizó para el cálculo de la tarifa del año 2005.

			Previsión 2005 incluida en Tarifas de 2005				Cierre 2005 previsto en Tarifas de 2006			
			Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Precio Medio (cent€/kWh)	Costes (Miles€)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Precio Medio cent€/kWh	Coste Total Miles €
Peninsular	Ventas a Distribuidora	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	10.210	3.366	6,836	697.963	8.876	3.084	6,818	605.098
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	23.091	8.693	6,271	1.447.953	10.349	2.955	8,166	845.093
		Total RD 436/04	6.918	3.045	7,165	495.665	6.093	1.868	6,821	415.598
	Total Ventas a Distribuidora		40.219	15.103	6,568	2.641.581	25.317	7.907	7,370	1.865.788
	Ventas mercado	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	6.433	1.296	5,691	366.103	5.549	1.267	7,703	427.403
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)					0	0	0,000	0
Total RD 436/04		5.360	1.495	6,592	354.587	19.153	9.450	9,101	1.743.209	
Total Ventas mercado		11.793	2.791	6,111	720.690	24.702	10.716	8,787	2.170.611	
Total peninsular			52.012	17.894	6,464	3.362.271	50.019	18.623	8,070	4.036.400
Extrapeeninsular	Ventas a Distribuidora	Total DT1ª RD 436/04 (RD 2366/94)	377	100	5,682	21.414	390	100	5,638	22.006
		Total DT2ª RD 436/04 (RD 2818/98)	351	138	6,362	22.359	337	138	6,682	29.240
		Total RD 436/04	40	20	30,106	12.009	17	19	8,405	1.417
	Total extrapeeninsular		768	259	7,261	55.782	744	257	7,079	52.663
TOTAL R.Especial			52.781	18.153	6,476	3.418.054	50.763	18.880	8,055	4.089.063

De las diferentes alternativas planteadas por la CNE, en su Informe 58/2003, para la revisión de la prima equivalente en el año corriente, es decir, la revisión de la prima equivalente prevista para el régimen especial, ó la revisión del coste previsto para el régimen especial, ó únicamente, la revisión de la energía prevista, este Organismo propuso por razón de su sencillez y mayor objetividad la aplicación de la tercera alternativa. Por lo tanto, al comparar la energía prevista con la revisada resulta una desviación del 3,8%, inferior al 5% estipulado, por lo que no procedería revisar en la tarifa de 2006 la prima equivalente correspondiente a 2005.

REVISIÓN DEL AÑO 2005					
	VENTAS GWh	PRECIO MEDIO MERCADO cent€/KWh	IMPORTE DE LA PRIMA EQUIVALENTE (revisada s/% energía) Miles€	DESVÍO SOBRE LA ENERGÍA %	DESVÍO IMPUTABLE A LA TARIFA Miles€
PREVISIÓN EN TARIFA 2005	52.781	3,78	1.422.944		
REVISIÓN ENTARIFA 2006	50.763	3,78	1.368.541	-3,8%	0

No obstante lo anterior, la CNE considera que el método simplificado anterior es válido únicamente cuando las variaciones respecto a la previsión se producen por efecto cantidad (revisión de la energía vertida), y este no es el caso de la revisión del coste del régimen especial en el año 2005. En este año se ha producido una fuerte variación del coste unitario respecto al previsto, como consecuencia de la elevación del precio medio

del mercado de producción. Además ha habido una gran participación de este régimen en el mercado, muy por encima de la inicialmente prevista. Por ello, se propone utilizar en la revisión de la prima equivalente del año 2005 la primera alternativa, que compara la variaciones de las primas previstas en la tarifa de dicho año, y la que ahora se realiza para ser imputada, en su caso como desvíos, en la tarifa de 2006.

Además en la tarifa de 2006 se revisa el precio medio del gas natural de 2005, lo que es equivalente a actualizar el precio medio del mercado o de la generación en régimen ordinario previsto. El precio de esta generación en régimen ordinario inicialmente previsto en 2005 fue de 3,78 c€/kWh, que resultaba de un precio medio de los generadores convencionales peninsulares de 3,606 c€/kWh y de un precio de los ciclos combinados de 4,532 c€/kWh. Al revisarse el precio del gas natural con un incremento de coste en la tarifa de 105.771 Miles€, el precio medio de la generación en régimen ordinario se elevaría a 3,85 c€/kWh.

De esta forma, la prima equivalente revisada debería ser de 2.134.584 Miles€, lo que comparado con los 1.422.944 Miles€ inicialmente previstos, conducen a una desviación superior al 5%, lo que lleva a una imputación en la tarifa de 2006 en concepto de desvíos del régimen especial de 711.640 Miles €, que corresponde a un incremento teórico de la TMR del 3,73%, muy superior al límite máximo de 0,6%.

	VENTAS GWh	COSTE TOTAL Miles€	PRECIO MEDIO MERCADO Cent€/KWh	IMPORTE DE LA PRIMA EQUIVALENTE (revisada s/% nueva prima equivalente) Miles€	DESVÍO SOBRE EL IMPORTE DE LA PRIMA %	PROCEDE IMPUTAR DESVÍOS Miles€
PREVISIÓN DE TARIFAS 2005	52.781	3.418.054	3,78	1.422.944		
PREVISIÓN DE TARIFAS 2006	50.763	4.089.063	3,85	2.134.584	50,01%	711.640

Por su parte, en la propuesta de Real Decreto se ha calculado un desvío de 743.689 Miles€ (incremento teórico de la TMR del 3,90%), nuevamente resultante de haber considerado como referencia el precio de la generación en régimen ordinario de 3,6061 cent€/kWh, distinto al previsto en la tarifa de 2005 para la determinación de las primas del 22 de diciembre de 2005

régimen especial de la DT 2ª, y posteriormente corregido como consecuencia de la actualización del precio del gas en la tarifa de 2006. Sin perjuicio de que en este caso el cambio de precios de referencia tampoco tenga incidencia en la revisión tarifaria de 2006 por sobrepasarse el límite permitido, la CNE considera que por seguridad jurídica se debe realizar el cálculo del desvío con la referencia del precio revisado del mercado de 3,85 cent€/kWh.

5.8.2 Moratoria Nuclear

Para la moratoria nuclear se reducen los porcentajes a aplicar sobre la tarifa y los peajes para el año 2006 respecto a los establecidos en el RD 2392/2004, siendo de un 1,724% tanto por los suministros a tarifa como por los contratos de acceso a tarifa. En el RD 2392/2004, los mismos quedaron fijados en un 3,040% en ambos casos. Cabe señalar que se desconoce la forma en que se ha obtenido el valor de 1,724%.

En la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2006 se establece que se ingresará en el sistema por el concepto de moratoria nuclear unos 328.960 miles €. No obstante, cabe señalar que el artículo 21 del Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, por el que se dicta determinadas normas en desarrollo de la disposición adicional octava de la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional establece que *“En aplicación de lo establecido por el párrafo primero del apartado 5 de la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, los importes mínimos anuales que representen la compensación serán, expresados en pesetas del año correspondiente los siguientes (...)”*. En concreto dicho concepto para el año 2006 queda establecido en 525.938 miles €, por lo que el ingreso por moratoria nuclear previsto por el Ministerio para el año 2006 (328.960 miles €), aplicando los porcentajes de un 1,724%, es inferior al importe mínimo (525.938 miles €).

En este sentido, en el supuesto de que en un ejercicio determinado no se cubra el importe mínimo previsto para el mismo, entrarían en juego las garantías de importes mínimos previstas legalmente y, por tanto, deberían preverse las cantidades a que el Estado deberá hacer frente por este concepto.

6 CONSIDERACIONES FINALES

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía ha considerado de forma expresa y debido a su especial relevancia, los aspectos de la “Propuesta de Real Decreto por la que se establece la Tarifa Eléctrica para el 2006” que se detallan a continuación y que son tratados de forma más extensa en los apartados anteriores del Informe:

- (a) Saldos negativos resultantes de la liquidación 2005: Tal y como se establece en el epígrafe 5.1 del Informe, esta Comisión propone suprimir la última parte del párrafo 2º del artículo 1.1 de la “Propuesta de Real Decreto por la que se establece la Tarifa Eléctrica para el 2006” en el sentido de que se incluyan con cargo a la tarifa eléctrica los déficits tarifarios a cada una de las empresas en la cuantía que se determine, teniendo en cuenta las liquidaciones de la CNE, el análisis de los comportamientos estratégicos de las empresas en el mercado, y la aplicación de la normativa vigente, y en su caso, la jurisprudencia disponible.
- (b) Recargo de la tarifa 2.0 a partir de 1300 kWh de consumo bimensual: Por las causas enunciadas en el epígrafe 4.2.1.2 del Informe, esta CNE propone la eliminación del recargo incluido en la “Propuesta de Real Decreto por la que se establece la Tarifa Eléctrica para el 2006”.
- (c) Tal y como se explica en el epígrafe 3.1.5, la CNE prevé el traslado de los 130 millones de euros de derechos de emisión desde el coste de generación a modificación normativa según el Real Decreto 1432/2002.
- (d) Ingresos liquidables procedentes de la facturación de los suministros realizados a empleados de las empresas eléctricas: Por las razones expuestas en el epígrafe 4.2.1.2 del Informe, la CNE está de acuerdo con la eliminación de las tarifas de los empleados de las empresas eléctricas incluidas en la “Propuesta de Real Decreto por la que se establece la Tarifa Eléctrica para el 2006”.

- (e) Moratoria nuclear: Tal y como se indica en el epígrafe 5.8.2 del Informe, es importante tener en consideración las limitaciones normativas que se establecen por este concepto. En este sentido, en el supuesto de que en un ejercicio determinado no se cubra el importe mínimo previsto para el mismo, entrarían en juego las garantías de importes mínimos previstas legalmente y, por tanto, deberían preverse las cantidades a que el Estado deberá hacer frente por este concepto.
- (f) Disposición Adicional sobre reactiva: Como se señala en el epígrafe 4.2.1.3 del Informe, esta Comisión propone incluir una Disposición Adicional 16ª a la “Propuesta de Real Decreto por la que se establece la Tarifa Eléctrica para el 2006”, modificando el apartado 7.2.5 del Título 1 del Anexo 1 de la Orden de 12 de enero de 1995. Dicha Disposición Adicional incluye unos nuevos recargos-descuentos por energía reactiva. Todo ello como consecuencia del contenido del Mandato 23ª de las Medidas de Impulso a la Productividad remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con fecha 20 de diciembre de 2005.
- (g) Contadores horarios: Tal y como se explica en el epígrafe 4.2.1.2, resulta de especial relevancia introducir medidas que permitan la sustitución progresiva del parque de contadores. En este sentido, sin dichas medidas no podrán implantarse tarifas en bloques ni discriminadas horariamente para consumidores domésticos de forma rigurosa y coherente.

ANEXO II

ESCENARIO CNE DE PREVISIONES DE CONSUMOS, POTENCIAS E INGRESOS REGULADOS A LAS TARIFAS VIGENTES

1. INTRODUCCIÓN

La CNE ha recibido de las empresas distribuidoras X, la información solicitada con fecha 21 de julio de 2005³⁶, relativa a:

- Previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2005 y para el año 2006. Se solicitaba la descripción de las hipótesis consideradas en cada caso.
- Previsiones sobre consumos, potencias y facturación individualizadas de clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y tarifa horaria de potencia para el cierre del año 2005 y para el año 2006. Dicha información se solicitaba en relación a la Disposición adicional cuarta del RD 2392/2004.

Como se señaló en las cartas de petición de información, dicha información permitirá analizar el impacto que, sobre los ingresos del sistema, pudieran tener las diferentes variaciones en las tarifas integrales y de acceso que se consideren en la propuesta de RD sobre tarifa eléctrica para 2006.

Se han realizado las siguientes validaciones con la información recibida de las empresas distribuidoras.

En primer lugar, se analiza la consistencia de las previsiones proporcionadas por cada una de las empresas. Esto es, que las previsiones en las variables de facturación (número de clientes, potencias facturadas, potencias contratadas y consumo) de cada una de las tarifas integrales y de acceso sea coherente con la evolución observada en la base de datos de Liquidaciones SINCRO³⁷.

³⁶ A la fecha de realización de este informe se excluye la información de Fevasa y Solanar.

³⁷ Sistema de Información y Control para los Organismos Reguladores del sector eléctrico. Base de Datos de Liquidaciones de la CNE.

En segundo lugar, se comprueba que la información individualizada suministrada por cada una de las empresas relativa a clientes acogidos a tarifas interrumpibles y THP coincida, tanto con la información agregada de dichas tarifas que las empresas han proporcionado, como con la información individualizada de la base de datos de Liquidaciones y de las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas para estos clientes.

Por último, se valida para cada una de las empresas que los ingresos previstos para 2005 y 2006 sean el resultado de aplicar las tarifas vigentes establecidas en el Real Decreto 2392/2004 a las variables de facturación previstas por las mismas para 2005 y 2006.

Como resultado de las validaciones anteriores se han registrado una serie de incidencias, que han sido comunicadas a cada una de las empresas, para que procedan a su aclaración y/o modificación.

Se ha elaborado un escenario para 2006 (escenario CNE) de consumos, potencias e ingresos con las tarifas integrales y de acceso del RD 2392/2004, a partir de las previsiones realizadas por las empresas y validadas (véase Anexo).

A continuación, en el apartado segundo del presente informe se describen los principales cambios introducidos en el escenario CNE respecto a la información facilitada por las empresas, relativa a consumos y potencias.

En el apartado tercero, se describen las principales diferencias en la facturación de los consumos y potencias previstos para 2006 a las tarifas integrales y de acceso del RD 2392/2004 respecto a la información de las empresas.

Por último, se presenta el escenario CNE para 2006.

2. MODIFICACIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, CONSUMOS Y POTENCIAS, PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS

Una vez analizada la información de las variables de facturación recibida de cada una de las empresas, se detectaron una serie de incidencias que fueron comunicadas a las empresas.

Las incidencias detectadas son debidas, fundamentalmente, a errores de previsión, que han sido corregidas por las empresas, y remitidas a esta Comisión.

A continuación, se describen únicamente los cambios realizados a las previsiones de cierre de 2005 y 2006 facilitadas por las empresas.

Clientes en régimen de tarifa integral

Con carácter general se han tomado las previsiones facilitadas por las empresas de este colectivo tanto para 2005 como para 2006, con las siguientes excepciones.

- *Clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad.*

Se han tomado las previsiones facilitadas por las empresas en relación con las potencias facturadas y al consumo. Para las potencias contratadas se ha considerado la última información contemplada en la base de datos de Liquidaciones y las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas.

- *Clientes acogidos a Tarifa Horaria de Potencia.*

Respecto a las potencias contratadas, cabe destacar que las potencias contratadas por periodo de este colectivo de consumidores se han comparado con incorporando la información de la base de datos SINCRO y con las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas publicadas con anterioridad al fecha de publicación de este informe.

En cuanto a las previsiones de consumos por periodos horarios de 2005 y 2006 se han tomado las facilitadas por las empresas.

Clientes en régimen de mercado

Únicamente se han modificado las previsiones de las empresas relativas a:

- *Tarifas de acceso 6.3*

Se ha modificado la estructura de consumos por periodos de la tarifa de acceso 6.3 de la empresa X debido a que la previsión de consumo de 2006 para el periodo 1 era negativa. Se ha impuesto a la estructura de consumos por periodo de la empresa X la misma distribución que la del resto de empresas.

- *Tarifas de acceso 6.4*

Se han modificado la estructura de consumos por periodo y las potencias facturadas por periodo para el año 2006 de la tarifa de acceso 6.4.

Respecto a la estructura de consumo por periodos de la tarifa de acceso 6.4 cabe señalar lo siguiente.

En primer lugar, se ha modificado la estructura de consumos por periodos de la tarifa de acceso 6.4 de la empresa X debido a que la previsión de consumo de 2006 para el periodo 1 era negativa. Se ha impuesto a la estructura de consumos por periodo de la empresa X la misma distribución que la del resto de empresas.

Finalmente, se ha cambiado la estructura de consumos por periodos de la tarifa de acceso 6.4 de la empresa X, debido a que la previsión de consumo de 2006 para el periodo 5 era nula. Igualmente, se le ha impuesto la misma estructura de consumos por periodo que la del resto de empresas.

Respecto a las potencias facturadas por periodo para el año 2006, se han modificado las potencias facturadas por periodo de la empresa X, de forma que las potencias sean crecientes.

- *Tarifa de acceso 6.5 aplicada a clientes nacionales*

De la información publicada en los Escritos del Ministerio de Economía en los que se autoriza la aplicación de esta tarifa de acceso a determinados clientes que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001 y del análisis de cada uno de los clientes proveniente de la información individualizada de la base de datos SINCRO, se han realizado las previsiones de 2006.

3. FACTURACIÓN ESCENARIO CNE VS FACTURACIÓN DE LAS EMPRESAS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y TARIFAS DE ACCESO DEL RD 2392/2004

Una vez analizada la información suministrada por las empresas y, corrigiendo las incidencias descritas anteriormente, se ha procedido a facturar a los clientes a las tarifas integrales y de acceso del RD 2392/2004.

A continuación se describe brevemente el método de cálculo por concepto de facturación aplicado para obtener los ingresos correspondientes a 2005 y 2006.

Clientes en régimen de tarifa Integral

Para cada tarifa integral:

— *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar el término de potencia del R.D. 2392/2004 a la potencia facturada por tarifa integral.

$$\text{Fact Tp} = \text{Potencia Facturada} * \text{Tp}$$

— *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar el término de energía del R.D. 2392/2004 al consumo previsto por tarifa integral.

$$\text{Fact Te} = \text{Consumo} * \text{Te}$$

— *Complementos de facturación:*

La facturación por energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad se obtiene como resultado de aplicar el porcentaje de facturación que

representa este complemento, bien sobre la facturación básica, bien sobre la facturación por término de energía, obtenida anteriormente. En concreto,

- Facturación Reactiva = % Reactiva * (Fact. Tp + Fact. Te)
- Facturación discriminación Horaria (DH) = % DH * Facturación Te
- Facturación Interrumpibilidad = % Interrump. * (Fact. Tp + Fact. Te)
- Facturación Estacionalidad = % Estac. * Fact. Te

Los porcentajes aplicados por cada concepto y tarifa integral se obtienen de la información proporcionada por las empresas.

Cabe señalar que esta forma de cálculo de los complementos de facturación se ha realizado de forma individual para cada uno de los clientes acogidos a tarifas generales con complemento de interrumpibilidad.

- *Clientes acogidos a Tarifa Horaria de Potencia (THP)*

Se ha optado por refacturar individualmente a cada uno de los clientes acogidos a esta tarifa.

- *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar los términos de potencia por periodo horario del R.D. 2392/2004 a la potencia contratada por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a THP.
- *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar los términos de energía por periodo horario del R.D. 2392/2004 al consumo por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a THP.
- *Facturación por excesos de potencia:* no se consideran excesos de potencia para estos clientes debido a que en el caso de aplicar excesos de potencia a clientes acogidos a THP son penalizados de forma cuadrática y a que se ha incluido información de potencias contratadas por periodos para la temporada 2005-2006.
- *Facturación por complemento de interrumpibilidad:* se ha aplicado individualmente la fórmula establecida en la Orden de 12 de enero de 1995 para calcular la facturación por este concepto.
- *Facturación por complemento de energía reactiva:* no se ha calculado facturación por energía reactiva a este colectivo de consumidores debido a que

no se ha solicitado a las empresas previsión de consumo de energía reactiva para el cierre 2005 y 2006.

Clientes en régimen de mercado

Respecto a la facturación de tarifas de acceso de los clientes en régimen de mercado, cabe señalar que se ha optado por facturar el término de potencia teniendo en cuenta la potencia facturada por periodo horario de los clientes en régimen de mercado.

- *Facturación por términos de potencia según tarifas de acceso:* resultado de aplicar los términos de potencia del R.D. 2392/2004 a la potencia facturada por periodo horario de cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Tp} = \sum_{i=1}^6 \text{Potencia Facturada}_i * \text{Tp}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios aplicable en cada tarifa de acceso

- *Facturación por términos de energía:* resultado de aplicar los términos de energía del R.D. 2392/2004 al consumo por periodo horario según cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Te} = \sum \text{Consumo}_i * \text{Te}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios

- *Facturación energía reactiva:* no se calcula la facturación por energía reactiva.
- *Facturación por excesos de potencia:* no se factura por excesos de potencia, por las mismas razones que las expuestas para los clientes acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia.

Resultados de facturación en 2006 a las tarifas integrales y de acceso del RD 2392/2004

Al comparar la facturación obtenida de la forma anteriormente explicada con la facturación proporcionada por las empresas, se observan diferencias que se describen a continuación.

- *Tarifas integrales THP*

Se observa una diferencia entre la facturación suministrada por las empresas y la calculada por la CNE debido, por una parte, al empleo de potencias contratadas por periodos horarios, en lugar de potencias facturadas por tarifa, y por otra, a la diferente forma de calcular el complemento de interrumpibilidad y la no consideración de la facturación por energía reactiva.

No obstante, cabe señalar que la empresa X factura a todos sus clientes acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia, independientemente de su nivel de tensión, a los precios del término de potencia y término de energía del nivel de tensión comprendido entre 72,5 kV y 145 kV.

En relación con lo anterior cabe señalar, por un lado, que al facturar el término de potencia según potencias contratadas por periodos de acuerdo con la Orden de 12 de enero de 1995, no se están incluyendo los excesos de potencia registrados en facturaciones pasadas, que sí se consideran en las facturaciones proporcionadas por las empresas.

Por otro lado, es igualmente importante señalar que, debido a la falta de información, no se ha facturado el complemento de energía reactiva.

- *Tarifas de acceso*

Las diferencias entre la facturación por tarifas de acceso suministrada por las empresas y la estimada por esta Comisión radica, fundamentalmente, en la no facturación ni por excesos de potencia ni por energía reactiva.

4. ESCENARIO CNE PARA 2005 DE CONSUMOS, POTENCIAS E INGRESOS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO DEL RD 2392/2004

A continuación se resume el escenario de la CNE para 2006 de consumos, potencias, ingresos regulados (a las tarifas integrales y de acceso del RD 2392/2004) previstos para el año 2006, desglosado por niveles de tensión.

SISTEMA NACIONAL. PREVISIONES DE CONSUMOS E INGRESOS. AÑO 2006

Consumo (GWh). Año 2006

	Tarifa	Mercado	% particip. Mercado	Total
BT (<1 kV)	99.217	21.185	17,6%	120.402
Domésticos	73.220	8.237	10,1%	81.457
Resto	25.997	12.948	33,2%	38.945
MT (≥ 1 kV y <36 kV)	30.240	46.590	60,6%	76.830
P < 450 kW	14.904	8.711	36,9%	23.615
P > 450 kW	15.335	37.879	71,2%	53.215
AT	41.951	9.075	17,8%	51.027
NT2 (≥36 kV y <72,5 kV)	12.255	6.297	33,9%	18.552
NT3 (≥72,5 kV y <145 kV)	8.165	1.473	15,3%	9.638
NT4 (≥145 kV)	21.531	1.306	5,7%	22.837
Total	171.408	76.851	31,0%	248.259

Otros (1)	1.296	440	25,3%	1.736
------------------	--------------	------------	--------------	--------------

Total	172.704	77.290	30,9%	249.995
--------------	----------------	---------------	--------------	----------------

Notas:

(1) Otros incluye Empleados, Consumos propios, Concesiones y TTS

Se incluye a Ceuta y Melilla

No se incluye Fevasa ni Solanar

Ingresos Regulados RD 2392/2004 (Miles €). Año 2006

	Tarifa	Mercado	% particip. Mercado	Total
BT (<1 kV)	9.984.036	852.929	7,9%	10.836.966
Domésticos	7.396.023	403.514	5,2%	7.799.537
Resto	2.588.014	449.415	14,8%	3.037.428
MT (≥ 1 kV y <36 kV)	1.947.946	756.825	28,0%	2.704.771
P < 450 kW	1.091.020	180.898	14,2%	1.271.918
P > 450 kW	856.926	575.927	40,2%	1.432.853
AT	1.223.096	89.345	6,8%	1.312.441
NT2 (≥36 kV y <72,5 kV)	427.459	60.031	12,3%	487.490
NT3 (≥72,5 kV y <145 kV)	250.195	16.412	6,2%	266.608
NT4 (≥145 kV)	545.441	12.902	2,3%	558.343
Total	13.155.078	1.699.100	11,4%	14.854.178

Otros (1)	62.333	1.634	2,6%	63.967
------------------	---------------	--------------	-------------	---------------

Total	13.217.411	1.700.734	11,4%	14.918.145
--------------	-------------------	------------------	--------------	-------------------

Notas:

(1) Otros incluye Empleados, Consumos propios, Concesiones y TTS

Se incluye a Ceuta y Melilla

No se incluye Fevasa ni Solanar