



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 21/2006 SOBRE LA
PROPUESTA DE REAL DECRETO
POR EL QUE SE REVISA LA TARIFA
ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE
JULIO DE 2006**

29 de junio de 2006

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES	3
2	MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LA PROPUESTA DE REAL DECRETO	4
2.1	Reconocimiento del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.....	5
2.2	Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.....	5
2.3	Aumento de las tarifas integrales a partir del 1 de julio de 2006	5
2.4	Desaparición de las tarifas específicas de suministro eléctrico.....	7
2.5	Instalación de los equipos de medida	7
2.6	Derogación del artículo 8 del RD 1432/2002.....	8
3	CONSIDERACIONES SOBRE LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LOS CONCEPTOS DE COSTE.....	9
3.1	Escenario de costes desde enero hasta julio de 2006	9
3.2	Sobre los CTCs	10
3.3	Sobre el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005	11
3.4	Costes no revisados en la Propuesta de RD.....	18
3.4.1	Cuotas con cargo a los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento	18
3.4.2	Primas del régimen especial	20
3.4.3	Coste de generación	21
3.4.3.1	Consideraciones previas: Aplicación del Real Decreto – Ley 3/2006 ...	21
3.4.3.2	Evolución de la Demanda en barras de central	23
3.4.3.3	Coste de Generación de las instalaciones del régimen ordinario	25
4	CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS	32
4.1	Impacto en los ingresos de aplicar las nuevas tarifas integrales.....	32
4.2	Suficiencia de ingresos	35
4.3	Aditividad de costes en las tarifas	39
4.4	Eliminación de las tarifas por usos a partir del 1 de enero de 2007	46
5	OTRAS CONSIDERACIONES	48
5.1	Sobre el plan de sustitución de contadores.....	48



5.2	Sobre la derogación del artículo 8 del RD 1432/2002	49
6	CONCLUSIONES.....	51

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 29 de junio de 2006, ha acordado , por mayoría, emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

El artículo 1 del Real Decreto 1556/2005 establece 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 recaudación de la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas de acuerdo con la metodología en vigor 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.”*

El día 19 de junio de 2006 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006 e información explicativa de dicha propuesta de Real Decreto. Estos documentos fueron remitidos para que, de acuerdo con 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, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

Finalmente, el 24 de junio de 2006 fue publicado en el B.O.E. el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. En particular, este Real Decreto-Ley establece, entre otros, los siguientes cambios que afectan a la tarifa eléctrica:

- Se suprimen los Costes de Transición a la Competencia (CTC).
- Se establecen medidas relativas al consumo de carbón autóctono. Por una parte, el Gobierno, previo informe de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, con carácter excepcional, podrá aprobar planes de financiación extraordinarios para aquellas sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que demuestren especiales dificultades financieras. Estos planes se incluirán en los costes de producción para el cálculo de la tarifa eléctrica media. Por otra parte, el Gobierno podrá aprobar un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido. Estas primas se considerarán costes permanentes de funcionamiento del sistema.
- El Gobierno, para el cálculo de la tarifa media que apruebe, podrá fijar los límites máximos anuales al incremento de dicha tarifa así como los costes a considerar. Por lo que se eliminan los límites impuestos en la metodología de tarifas para efectuar la revisión de la tarifa media o de referencia y las variaciones de tarifas integrales y de acceso.
- Se desvinculan las primas y el precio de la energía de las instalaciones de generación de régimen especial de las revisiones de la tarifa media.

2 MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

El proyecto de RD introduce las siguientes modificaciones tarifarias respecto al RD 1556/2005.

2.1 Reconocimiento del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005

Se incluye, a partir del 1 de julio de 2006, como un coste en la tarifa, la cuantía correspondiente a la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor actual neto durante un periodo de 14 años y medio del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005, que a 31 de diciembre de 2005 asciende a 3.830.447 Miles de €. El importe a 31 de diciembre de cada año se actualizará con la media anual del Euribor a tres meses.

2.2 Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005

Este nuevo coste a incluir en la tarifa tendrá la consideración de coste definido como cuota con destino específico a efectos del RD 2017/1997. El Gobierno fijará anualmente, para su liquidación y cobro, los recargos específicos aplicables sobre las tarifas de suministro y sobre las tarifas de acceso.

En particular, según el Proyecto de RD, los porcentajes a aplicar a partir del 1 de julio de 2006 son el 1,378% y el 3,975% para las tarifas integrales y para las tarifas de acceso, respectivamente.

2.3 Aumento de las tarifas integrales a partir del 1 de julio de 2006

La Propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2006 mantiene los valores de los términos de potencia, energía activa y reactiva de las tarifas de acceso e introduce las siguientes variaciones en las *tarifas integrales* respecto a las publicadas en el Real Decreto 1556/2005:

- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión de un 0,80%, con la excepción de la 1.0 (potencia contratada no superior a 770 W) que mantiene sus términos de potencia y energía, y de las tarifas de Alumbrado público (B.0) y Riegos (R.0) que aumentan un 6,0%.
- Aumento de las tarifas aplicables a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la ley 54/1997, denominadas tarifas D, en un 1,81%, en aplicación de la Disposición adicional única del RD 1164/2001.
- Aumento del resto de tarifas integrales de alta tensión en un 6,0%.

En el siguiente cuadro se muestran las variaciones en tarifas integrales y tarifas de acceso durante el año 2006, tanto para el RD 1556/2005 como por el proyecto de RD por el que se emite el presente informe.

Cuadro 1. Tasas de variación en términos nominales de las tarifas integrales y de acceso. Año 2006

Tarifas Integrales	% Variación RD 1556/2005 sobre RD 2392/2004	% Variación Propuesta Jul 06 sobre RD 1556/2005	% Variación Acumulado en 2006
BAJA TENSIÓN (<=1 kV)			
<i>Tarifa social (1.0)</i>	0,00%	0,00%	0,00%
<i>Resto salvo Alumbrado público y Riegos</i>	4,48%	0,80%	5,32%
<i>Alumbrado público y Riegos</i>	4,60%	6,00%	10,88%
ALTA TENSIÓN (>1kV)			
<i>Tarifas Generales</i>	5,05%	6,00%	11,35%
<i>THP</i>	5,08%	6,00%	11,38%
<i>Tarifa G.4</i>	5,08%	6,00%	11,38%
<i>Tarifas de Tracción</i>	5,08%	6,00%	11,38%
<i>Tarifas de Riegos</i>	5,08%	6,00%	11,38%
<i>Tarifas D (DT 11ª Ley 54/1997)</i>	7,39%	1,81%	9,33%
Tarifas Acceso			
	% Variación RD 1556/2005 sobre RD 2392/2004	% Variación Propuesta Jul 06 sobre RD 1556/2005	Acumulado 2006
BAJA TENSIÓN (<=1kV)			
<i>Sin discriminación horaria</i>	4,24%	0,00%	4,24%
<i>Resto</i>	1,89%	0,00%	1,89%
MEDIA TENSIÓN (>1 kV y <=36 kV)	2,84%	0,00%	2,84%
ALTA TENSIÓN	1,89%	0,00%	1,89%
TARIFA 6.5	5,08%	(1)	(1)
Tarifa media o de referencia	4,48%	1,38%	5,92%

(1) Se elimina para los consumidores nacionales la tarifa de acceso 6.5 denominada de conexiones internacionales a partir del 1 de julio de 2006, según la DT 3ª del RD 1556/2005.

Fuentes: RD 2392/2004, RD 1556/2005 y MITC- Propuesta de RD

En términos acumulados, esto es, teniendo en cuenta el efecto del RD 1556/2005 y del Proyecto de RD, durante el año 2006, la tarifa 1.0 (potencia contratada no superior a 770W) ha mantenido los términos de facturación de 2005. Por otra parte, las tarifas de usos en baja tensión (alumbrado público y riegos) han aumentado un 10,88% en términos nominales y el resto de las tarifas de baja tensión han aumentado un 5,32%. Las tarifas generales de alta tensión han aumentado un 11,35%, mientras que el resto de tarifas de alta tensión (la tarifa horaria de potencia, tarifa de grandes clientes G4, las tarifas de tracciones y riegos de alta tensión) se han incrementado un 11,38% en términos acumulados. Los términos de facturación de las tarifas D han aumentado un 9,33% por aplicación de la Disposición adicional única del RD 1164/2001.

El incremento acumulado en 2006, derivado del RD 1556/2005 y del Proyecto de RD, en la tarifa media o de referencia asciende a 5,92%, en términos nominales.

2.4 Desaparición de las tarifas específicas de suministro eléctrico

En la disposición transitoria única del proyecto de RD se establece que el 1 de enero de 2007 desaparecerán las tarifas específicas de tracción y riegos de alta tensión y las tarifas específicas de alumbrado público y riegos de baja tensión.

2.5 Instalación de los equipos de medida

En la disposición adicional segunda del Proyecto de RD se indica que a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para los nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros, deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión en los términos y condiciones técnicas que establezca el MITC.

Asimismo se habilita al Ministro para establecer un Plan de sustitución de contadores de medida antiguos por contadores que permitan discriminación horaria de las medidas y telegestión en todos los suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW.

2.6 Derogación del artículo 8 del RD 1432/2002

En la disposición derogatoria única, apartado 2, se deroga el artículo 8 del RD 1432/2002, de 27 de diciembre, que fija límites al crecimiento de la tarifa media o de referencia, a la aplicación de los desvíos de años anteriores y al crecimiento individual de cada tarifa integral y de acceso.

“Artículo 8. Revisión de la tarifa eléctrica media o de referencia.

1. La tarifa eléctrica media o de referencia se revisará anualmente con efectos desde el 1 de enero, a excepción de las circunstancias especiales, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17, apartado 2, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

2. La variación de la tarifa eléctrica media o de referencia que se apruebe cada año, sin considerar las revisiones previstas en el artículo 6 del presente Real Decreto, no podrá ser superior al 1,40 por 100.

No obstante, si aplicando una hipótesis de recuperación lineal de CTC se apreciara que el saldo pendiente de cobro de CTC a 31 de diciembre de 2010 no es igual a cero, el Gobierno en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia considerará un incremento igual al 1,40 por 100.

3. Establecida la variación de la tarifa eléctrica media de acuerdo con el apartado anterior, se aplicarán los criterios de revisión previstos en el artículo 7 del presente Real Decreto, de cuya aplicación podrá derivarse una variación adicional al alza de hasta el 0,60 por 100, o la que corresponda a la baja.

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.

5. La variación de la tarifa eléctrica media o de referencia se distribuirá entre las diferentes tarifas, así como entre las distintas tarifas de acceso, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 y disposición adicional única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, de tal forma que los ingresos previstos procedentes de estas últimas cubran los costes que figuran en el artículo 2 del citado Real Decreto. La revisión de cada una de las tarifas no podrá ser superior a la variación de la tarifa media o de referencia más un 0,6 por 100.”

3 CONSIDERACIONES SOBRE LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS EN LOS CONCEPTOS DE COSTE

3.1 Escenario de costes desde enero hasta julio de 2006

Desde enero hasta julio de 2006 se han producido cambios normativos que han afectado a la evolución de los costes del sistema y, por tanto, a la tarifa media o de referencia.

En primer lugar, el escenario tarifario implícito en el Real Decreto 1556/2005, partía de un déficit inicial de 215 millones de €, por la aplicación del límite del 1,4% de crecimiento de la tarifa media, fijado en el artículo 8 del Real Decreto 1432/2002.

En segundo lugar, el Real Decreto 470/2006 modifica el porcentaje aplicable a la facturación eléctrica, correspondiente a la moratoria nuclear como un coste con destino específico, pasando del 1,724% al 0,33% de la factura eléctrica.

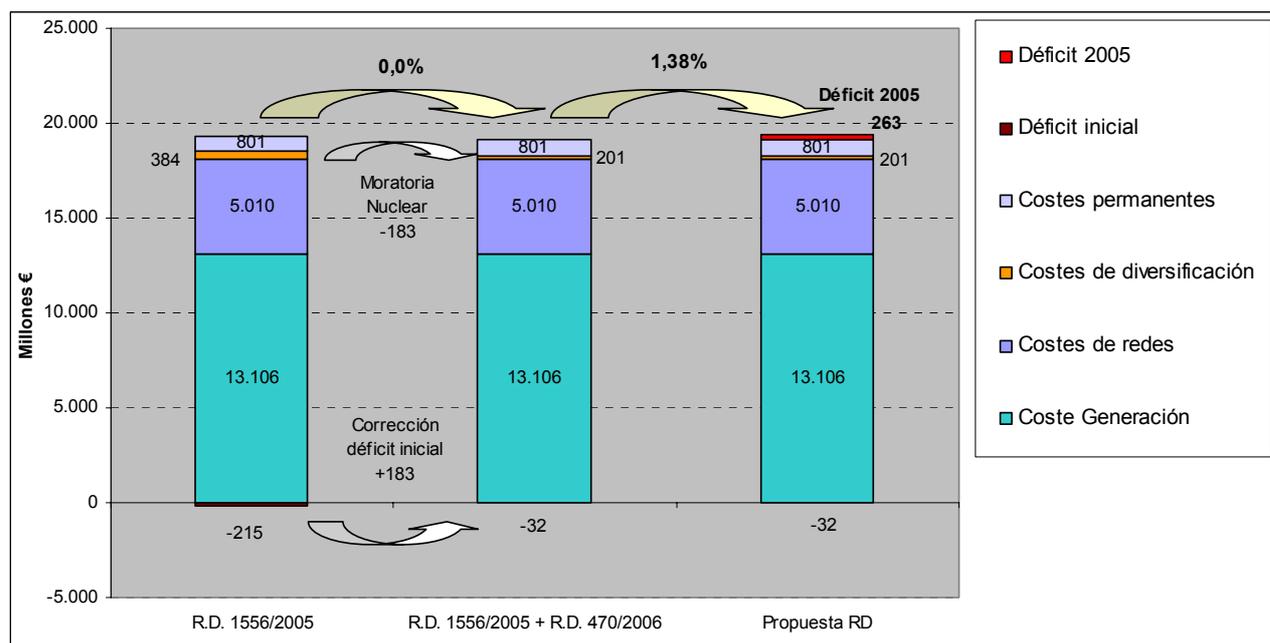
El efecto de aplicar la nueva cuota de la moratoria nuclear sobre la factura eléctrica, teniendo en cuenta la fecha de su entrada en vigor (el 25 de abril de 2006), supuso una minoración del coste de la moratoria nuclear para el sistema, estimado para 2006 en 183 millones de €. Dicha disminución de los costes del sistema, ha servido, en parte, para reducir el déficit inicial tarifario por aplicar el límite del 1,4% de incremento de la tarifa media del RD 1432/2002, situándose en 32 millones de €. Asimismo, la reducción de la cuota de moratoria nuclear aplicada, en el caso de los consumidores en el mercado liberalizado, sobre la tarifa de acceso, pero también sobre la facturación del coste de la energía, ha reducido ligeramente su factura por la disminución de la cuota de la moratoria nuclear aplicada del 1,724% según el RD 1556/2005 al 0,33% del RD 470/2006.

Por último, el proyecto de Real Decreto sobre el que se emite el presente informe establece un incremento del 1,38% en la tarifa media o de referencia, a partir del 1 de julio de 2006. Dicho incremento supone aumentar los costes del sistema en la cuantía a recuperar del déficit de ingresos de las actividades reguladas generado durante 2005, en 263 millones de € en términos anuales y en 132 millones de €, correspondiente a la

segunda parte del año, de acuerdo con la información que acompaña al proyecto de Real Decreto.

El siguiente gráfico muestra en resumen las modificaciones producidas en el escandallo de costes durante 2006, desde la publicación del Real Decreto 1556/2005.

Gráfico 1. Escandallo de costes de la tarifa eléctrica 2006



Fuentes: RD 1556/2005, RD 470/2006, Propuesta de RD y CNE

3.2 Sobre los CTCs

Respecto a la derogación de la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997 recogida en el RDL 7/2006, que supone la eliminación de los costes de transición a la competencia, esta Comisión considera que sin perjuicio del análisis general que del citado Real Decreto-Ley 7/2006 deba de realizarse, debe señalarse que es necesario conocer el grado de amortización actual de dichos costes, por empresas y por instalaciones, así como las cantidades recuperadas por este concepto desde 1998.

3.3 Sobre el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005

Según el proyecto de RD, el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, asciende a 3.830.447 Miles de €.

Cabe señalar que el RD 1556/2005, en aplicación del artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, incluyó la cantidad de 109.607 Miles de € en concepto de revisión del precio del gas y del sobrecoste de la prima de régimen especial correspondiente a 2005. Es decir, tal y como se indicó en el informe de la CNE 24/2005, sobre la tarifa eléctrica 2006, 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 correspondiente a 2005, en los términos del RD 1432/2002, incluía una mínima parte del déficit de ingresos de 2005, que no iba a ir destinada directamente a quienes habían financiado el propio déficit de 2005. En definitiva, en un escenario tarifario con un déficit inicial de partida de (324.281 Miles de €), el aumento del 0,6% de la tarifa media de 2006 por la revisión de las previsiones de 2005 (109.607 Miles de €), proporcionó un ligero margen para incrementar 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.

Por lo tanto, las cantidades a reconocer en concepto de déficit de las actividades reguladas correspondiente al año 2005, deberán calcularse, tal y como se propone en el propuesta de Real Decreto, como los saldos negativos resultantes de las liquidaciones del año 2005 realizadas por la Comisión Nacional de Energía, sin descontar las cantidades consideradas en el Real Decreto 1556/2005, en concepto de revisión de las previsiones de años anteriores.

De acuerdo con la Liquidación 14/2005, la cantidad a reconocer en concepto de déficit de las actividades reguladas a 31 de diciembre de 2005, asciende a 3.810.520 Miles de €

(véase Cuadro 2), cantidad un 0,52% inferior a la cantidad establecida en la propuesta de Real Decreto.

Cuadro 2. Liquidación 14/2005 de las actividades reguladas

CONCEPTO	Liquidación nº 14 2005		Previsión Liquidación Actividades Reguladas		DIFERENCIA ABSOLUTA		DIFERENCIA %	
	GWh	miles €	GWh	miles €	GWh	miles €	GWh	miles €
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	151.270	12.022.382	151.217	11.883.087	53	139.295	0,04	1,17
Ingresos por facturación de tarifas de acceso	87.746	1.885.444	84.655	1.797.982	3.091	87.462	3,65	4,86
TOTAL INGRESOS BRUTOS	239.016	13.907.826	235.872	13.681.069	3.144	226.757	1,33	1,66
CUOTAS		859.149		881.341		-22.192		-2,52
TOTAL INGRESOS NETOS		13.048.677		12.799.728		248.949		1,94
Coste energía en el mercado cons. a tarifa (1)	142.303	9.356.783	125.944	4.906.156	16.359	4.450.627	12,99	90,72
Coste energía adquirida al régimen especial (2)	24.610	2.690.964	40.986	2.967.455	-16.376	-276.491	-39,96	-9,32
TOTAL COSTE ENERGIA	166.913	12.047.747	166.930	7.873.611	-17	4.174.136	-0,01	53,01
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES REGULADAS Y CTC'S RESTO.		1.000.930		4.926.117		-3.925.187		-79,68
Transporte		936.958		936.958		0		0,00
Distribución y gestión comercial		3.488.144		3.488.166		-22		0,00
Calidad de servicio		80.000		80.000		0		0,00
Gestión de la demanda		10.000		10.000		0		0,00
Desajuste de ingresos anteriores a 2003		209.105		209.105		0		0,00
Revisión generación extrapeninsular		18.038		18.038		0		0,00
Sobrecoste de generación extrapeninsular (artículo 18.1 R.D. 1747/2003)		0		148.052		-148.052		-100,00
CTC Resto / Déficit de ingresos		-3.741.315		35.798		-3.777.113		
Desglose de CTC:								
Stock de carbón		2.172		2.172		0		0,00
Prima del carbón		84.474		194.641		-110.167		-56,60
Reducción de prima		-17.441		-17.441		0		0,00
CTC Tecnológicos (Plan Financ. Extraor., AG y AE) / Cobertura déficit		-3.810.520		-143.574		-3.666.946		

Fuente: CNE

Comparando el tratamiento del déficit de ingresos en el periodo 2000-2002 con el déficit de ingresos en 2005, cabe realizar las siguientes observaciones.

En primer lugar, respecto al rango normativo, cabe señalar que la definición como coste a incluir, en la tarifa eléctrica, durante el periodo 2003 – 2010, 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, se realizó mediante la Ley 53/2002.

El déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005 a incluir en la tarifa eléctrica, durante un periodo de 14 años y medio, se introduce en el nuevo proyecto de Real Decreto.

No obstante lo anterior, el artículo 1 del Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, añade la Disposición adicional vigésima primera a la Ley 54/1997, que establece que *“el Gobierno, para el cálculo de la tarifa media que apruebe, podrá fijar los límites máximos anuales al incremento de dicha tarifa así como los costes a considerar”*.

De acuerdo con dicho Real Decreto-Ley, en el proyecto de RD se incluye como un coste nuevo a considerar en la tarifa, el déficit de ingresos de 2005.

En segundo lugar, en cuanto a la consideración de dicho coste, la propuesta de Real Decreto, establece que dicho coste se define como cuota con destino específico a efectos del Real Decreto 2017/1997. En contraste, la cuantía del déficit 2000-2002, a los efectos de su cobro, se asimila a un ingreso de las actividades reguladas.

Cabe señalar que los recargos específicos a aplicar sobre las tarifas de suministro y sobre las tarifas de acceso, serán calculados anualmente por el Gobierno cuando apruebe la tarifa, de acuerdo con la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor actual neto durante un periodo de 14 años y medio de dicho déficit, calculado a 31 de diciembre de cada año. Se actualizará el importe máximo correspondiente a 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con el tipo de interés resultante de la media anual del Euribor a tres meses.

En consecuencia, dichas cuotas, que serán calculadas a finales de cada año, deberán tener en cuenta el desfase temporal que adolece la información de las liquidaciones.

En particular, la cuantía del déficit 2005, con cargo a la tarifa de cada año no podrá ser calculada a 31 de diciembre de cada año, tanto porque el ejercicio tarifario se realiza antes del 31 de diciembre de cada año, sino también porque la cuantía recuperada en el año dependerá de las liquidaciones efectuadas en el año. Cabe señalar que, la liquidación 14 de cada año se obtiene en marzo del siguiente año.

Asimismo, las cuotas que sean calculadas con destino específico al déficit 2005 dependerán de la previsión de ingresos regulados y de la estructura mercado regulado/ mercado liberalizado, siendo susceptible su recuperación de los errores de previsión que pudieran producirse en dichas variables.

Cabe reseñar que la no aditividad de costes en las tarifas lleva a que la recuperación de costes cuyo cobro depende de los porcentajes aplicables a las tarifas integrales y a las tarifas de acceso dependa intrínsecamente de cuál es la participación de los clientes en el mercado. En el caso de que las tarifas de suministro fueran aditivas (tarifa de acceso más coste de generación) y se aplicara un único porcentaje a todos los consumidores, en el mercado liberalizado o en el mercado regulado, sobre sus tarifas de acceso, su recuperación no dependería de la participación de los clientes bien en el mercado regulado, bien en el liberalizado.

En tercer lugar, la propuesta de Real Decreto, establece que el déficit de ingresos del año 2005, generará intereses, siendo el tipo de interés a utilizar la media anual del Euribor a tres meses, si bien debería establecerse la fecha del mes de cierre para su cálculo. Por ejemplo, la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulización del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares, estableció en su punto decimoquinto que a la hora de calcular el importe provisional a incluir en la tarifa eléctrica de cada año se utilizaría el Euribor a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre anterior al año de la tarifa a determinar.

Se considera que a la hora de establecer provisionalmente el importe de las anualidades del déficit de las actividades reguladas correspondiente a 2005, y al déficit de las actividades reguladas 2000-2002, se podría utilizar el mismo tipo de interés, es decir, el Euribor a tres meses a Noviembre. Para ello se propone incluir la referencia a dicho tipo de interés en la propuesta de Real Decreto o su desarrollo en una Orden posterior.

“El tipo interés, a los efectos de cálculo y determinación provisional de la anualidad y del importe pendiente de compensación a considerar en el Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año, 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 cuarto lugar, en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, la cantidad a recuperar mediante la aplicación de las cuotas correspondientes sobre la tarifa integral y de acceso asciende a 131.512 Miles de €. Cabe señalar que en la información aportada no se incluye información sobre el tipo de interés que justifique dicha anualidad.

A modo de ejemplo, en el Cuadro 3, se compara la anualidad correspondiente a 2006, establecida en la propuesta de Real Decreto, con la anualidad que resulta del Euribor a tres meses de la media de 12 meses del periodo desde junio 2005 – mayo 2006 . En este caso, la anualidad a recuperar en concepto de déficit de las actividades reguladas de 2005, a incluir en la tarifa de 2006, ascendería a 160.051 Miles de €, esto es, un 21,70% superior que la considerada en la Propuesta de RD. Dicha diferencia debería ser imputada con cargo a las tarifas de años sucesivos.

Cuadro 3. Anualidad correspondiente al año 2006, en concepto de déficit de las actividades reguladas del año 2005

	Propuesta de RD (1)	Cálculo con Euribor a 3 meses media de junio a mayo	Cálculo (1) - (2)
Tipo de interes considerado: Euribor a tres meses	n.d.	2,420%	
Anualidad	263.024	320.101	- 57.077
Importe semestral	131.512	160.051	- 28.538

Fuentes: Banco de España , CNE y Propuesta de RD.

Análogamente, en el caso de considerar la media anual del Euribor a tres meses del año 2005, el importe semestral a incluir a partir de julio de 2006 ascendería a 156.385 Miles de €, un 18,91% superior al coste considerado en la Propuesta de RD.

Se considera que, en aras de proporcionar transparencia en el proceso de cálculo de las cuotas aplicadas a las tarifas integrales y de acceso, se debería haber aportado mayor

detalle que justifique dichos valores, en la información que ha sido remitida a esta Comisión.

En quinto lugar, la propuesta de RD, establece que las sociedades titulares del derecho de cobro del déficit de las actividades reguladas de 2005, podrán cederlo a terceros, debiendo comunicárselo, en dicho caso, a la Secretaría General de la Energía y a la Comisión Nacional de Energía.

En relación con lo anterior es necesario señalar, que la disposición adicional primera del RD 1432/2002, estableció que los costes correspondientes al desajuste de ingresos 2000-2002 y a las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular tendrían carácter de derechos de naturaleza análoga a los que se refiere el artículo 2.1, párrafo b), apartado 2º del Real Decreto 926/1998, de 14 de mayo. Es decir, estableció que se podrían incorporar a un fondo de titulización de activos el déficit de actividades reguladas anteriormente descrito, al ser derechos de créditos futuros de ingresos o cobros de magnitud conocida o estimada, en los que de forma inequívoca se produce la cesión de la titularidad.

En el Cuadro 4 se comparan las principales diferencias entre el tratamiento concedido al déficit de ingresos de 2005, y al déficit de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, respecto a la base legal para la inclusión de dicho concepto de coste en la tarifa eléctrica, al sistema de cobro, al tipo de interés utilizado para su actualización y al sistema de cesión a terceros utilizado.

Cuadro 4. Principales diferencias del déficit de las actividades reguladas del año 2005, y el déficit de las actividades reguladas anterior a 2002

	Déficit de Ingresos de las actividades reguladas entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002	Déficit de Ingresos de las actividades reguladas del año 2005
Base Legal	Artículo 94, Ley 53/2002	Artículo 1 del RDL 7/2006
	RD 1432/2002	Proyecto de RD
	Orden ECO/2714/2003	

CARACTERÍSTICAS DEL DÉFICIT		
Consideración del Coste	Ingreso de las actividades reguladas (Ley 53/2002)	Cuota con destino específico
Cantidad a recuperar	1.522.332 Miles de Euros (Orden ECO/3714/2003)	3.830.447 Miles de Euros
Número de años	8 años (Ley 53/2002)	14,5 años
Tipo de interés aplicado a la hora de calcular la cantidad a incluir en la tarifa	Promedio diario del Euribor a tres meses del mes de noviembre del año anterior (Orden ECO/3714/2003)	Media anual del Euribor a tres meses del año anterior
Cantidad a incluir anualmente en la tarifa eléctrica	Se incluye, específicamente la "Anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos" (Ley 53/2002)	Se incluyen cuota sobre las tarifas integrales y de acceso, que aplicadas sobre los ingresos previsto deberían recuperar la anualidad que resulte de recuperar linealmente el valor actual neto del déficit
Cantidad que se recupera anualmente en la tarifa eléctrica	La anualidad establecida en el RD de tarifas	Depende de los ingresos finalmente obtenidos en Tarifa Integral / Tarifa de Acceso

CESIÓN / TITULIZACIÓN		
Se reconoce	Cesión (RD 1432/2002)	Cesión a Terceros del derecho de cobro
Características de la cesión	Naturaleza análoga a los que se refiere el artículo 2.1, párrafo b), apartado 2º del Real Decreto 926/1998, de 14 de mayo, por el que se regulan los fondos de titulización de activos y sociedades gestoras de fondos de titulización (RD 1432/2002)	-
Obligación de Comunicación	Comisión Nacional de Energía (Orden ECO/3714/2003)	A la Secretaría General de Energía y a la Comisión Nacional de Energía

Fuentes: Propuesta de RD, Ley 53/02, RD 1432/2002 y Orden ECO/2714/2003.

Por último, a efectos de explicitar el carácter de la nueva cuota, se propone incluir el siguiente párrafo en la disposición adicional primera de la Propuesta de RD:

“La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito, a estos efectos, en el Banco de España, en el Instituto de Crédito Oficial o en una entidad autorizada para realizar en España las actividades propias de las entidades de crédito, y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado.”

3.4 Costes no revisados en la Propuesta de RD

El párrafo segundo del artículo 1 del RD 1556/2005, estableció que el 1 de julio de 2006, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procedería a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, incluyendo el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, pero, también, a la revisión de:

- los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica y
- los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento.

No obstante, en el proyecto de RD no se ha tenido en cuenta revisión de dichos conceptos de costes, de acuerdo con la modificación de la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, que establece el artículo 1. quince del Real Decreto-Ley 7/2006.

3.4.1 Cuotas con cargo a los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento

La propuesta de Real Decreto mantiene las cuotas aplicables sobre las tarifas integrales y sobre las tarifas de acceso del RD 1556/2005, con la excepción de la cuota de la moratoria nuclear, modificada por el RD 470/2006.

El aumento de las tarifas integrales del Proyecto de RD, a aplicar a partir del 1 de julio de 2006, respecto a las tarifas integrales del RD 1556/2005 supone un incremento de los ingresos regulados estimado en 163 Millones de €, teniendo en cuenta el escenario de previsión de la CNE, obtenido a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras a finales de 2005¹.

En consecuencia, el aumento de ingresos previsto por aplicación del proyecto de RD, unido al manteniendo de las cuotas a aplicar sobre las tarifas integrales y tarifas de acceso actualmente vigentes, supone, un incremento de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad del abastecimiento con cargo a cuotas, sobre los del RD 1556/2005. No obstante, ni en la propuesta de Real Decreto, ni en la información que acompaña a la misma, se tiene en cuenta dicho efecto de aumento del coste o de revisión de las cuotas para mantener el coste inicial.

En el Cuadro 5 se compara el importe de los costes permanentes y de los de diversificación y seguridad y del abastecimiento, antes de propuesta de RD, es decir, aplicando las cuotas previstas en el RD 1556/2005 con la modificación en la cuota de la moratoria nuclear introducida en el RD 470/2006, con los importes resultantes de la aplicación de la propuesta de RD².

Se observa que el mantenimiento de las cuotas vigentes sobre un aumento de ingresos derivado de los aumentos en las tarifas integrales, supone que durante el año 2006, los costes del sistema se incrementarían en 4.291 Miles de €, un 0,65% más de lo inicialmente previsto.

En consecuencia, para mantener los importes de los costes permanentes y de diversificación y seguridad del abastecimiento en los valores previstos en el RD 1556/2005, las cuotas aplicables a las tarifas integrales y de acceso podrían reducirse un

¹ Se incluye el efecto de la aplicación de la Disposición transitoria tercera del RD 1556/2005.

² El efecto sobre los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento se han calculado a partir del escenario de ingresos, según la información que acompañaba a la Propuesta de RD 1556/2005, sobre la tarifa eléctrica 2006.

0,74%, o al menos su revisión debería tenerse en cuenta en el cálculo de las cuotas correspondientes en la tarifa eléctrica para 2007.

Cuadro 5. Importe de los costes permanentes y de diversificación y seguridad del abastecimiento.

Año 2006. Miles de €

	Antes propuesta de RD (RD 1556/2005 Y RD 470/2006) (A)	Déspués Propuesta de RD (RD 1556/2005, RD 470/2006, PROPUESTA DE RD) (B)	Diferencia (B) - (A)	
			Miles de €	%
Costes Permanentes	463.899	467.353	3.454	0,74%
Compensación extrapeninsular	405.864	408.886	3.022	0,74%
Operación Sistema	34.707	34.965	258	0,74%
Operación del Mercado	10.120	10.195	75	0,74%
Tasa CNE	13.209	13.307	98	0,74%
Costes de diversificación	200.751	335.076	134.325	66,91%
Moratoria nuclear	145.897	146.326	428	0,29%
2ª parte ciclo combustible nuclear	40.000	40.298	298	0,75%
Compensación por interrumpibilidad	14.853	14.964	111	0,75%
Déficit 2005	-	133.488	133.488	
TOTAL	664.650	802.429	137.779	20,73%
TOTAL (Sin Déficit 2005)	664.650	668.941	4.291	0,65%

Fuentes: RD 1556/2005, RD 470/2006, y Propuesta de RD.

3.4.2 Primas del régimen especial

La Disposición transitoria segunda del Real Decreto-Ley 7/2006, en su punto 2 establece que “la revisión de la tarifa media que efectúe el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”. En consecuencia, no ha sido incluido en el proyecto de RD ninguna revisión del coste de las primas del régimen especial, por efecto de la actualización de la tarifa media o de referencia del 1,38% que introduce el Proyecto de RD.

Esta medida es razonable, ya que los costes de muchas de las tecnologías incluidas en el régimen especial no evolucionan proporcionalmente a la variación de la tarifa media. El objetivo de la prima al régimen especial debería ser el de la garantía de una adecuada

rentabilidad para estas instalaciones, lo cual es independiente en la mayoría de los casos, de la variación de la tarifa media o de referencia.

3.4.3 Coste de generación

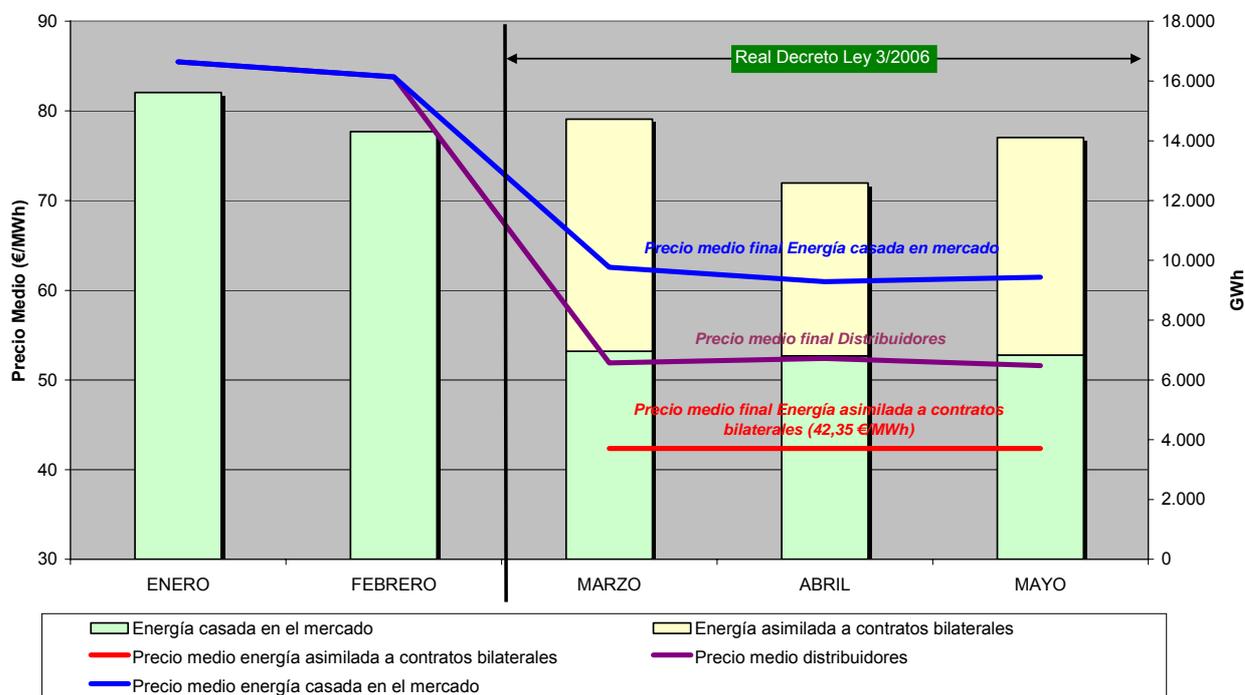
3.4.3.1 Consideraciones previas: Aplicación del Real Decreto – Ley 3/2006

El Real Decreto-Ley 3/2006 modificó el mecanismo de casación de las ofertas del mercado, asimilando a contratos bilaterales físicos con carácter previo al programa resultante de la casación en los mercados diario e intradiario, las cantidades de energía presentadas por los sujetos pertenecientes a un mismo grupo empresarial que acudan al mercado diario con ofertas de adquisición y venta de energía simultáneamente para un mismo período de programación.

Durante el año 2006 el precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación descrito en el párrafo anterior es el coste medio previsto en la tarifa de 2006 para la energía generada en el régimen ordinario para el territorio peninsular, el cual incluyendo los costes de los servicios complementarios y la garantía de potencia, es de 42,35 €/MWh.

En el Gráfico 2, se muestra para el periodo comprendido entre enero y mayo de 2006, la energía y el precio medio final de los distribuidores en el mercado organizado, así como la energía y el precio medio, asimilada a contratos bilaterales, en aplicación del Real Decreto-Ley 3/2006. Se incluye, para el periodo analizado, el precio medio estimado de los distribuidores por la energía adquirida para los consumidores a tarifa, calculado como la media ponderada del precio medio final en el mercado liberalizado y del precio medio establecido en el Real Decreto Ley 3/2006 (42,35 €/MWh).

Gráfico 2. Precio final de distribuidores. €/MWh



Fuentes: OMEL, RD-L 3/06, y CNE

Se observa que, durante el periodo entre marzo y mayo de 2006, el 50% de las compras de la energía de las distribuidoras se asimila a contratos bilaterales en aplicación del Real Decreto-Ley 3/2006. En consecuencia, el precio medio final de compra de distribuidores por la energía de clientes a tarifa ascendería a 52 €/MWh, esto es un 22,66% superior que el precio considerado en el RD 1556/2005, y un 15,75% inferior que el precio final del mercado organizado.

Cabe señalar que en el periodo comprendido entre enero y mayo de 2006, el precio medio de los distribuidores por la energía adquirida para sus clientes a tarifa es ya un 55% superior al previsto en el RD 1556/2005, lo que es un indicador del déficit de ingresos de actividades sujetas a liquidación que pudiera derivarse durante el primer semestre de 2006.

3.4.3.2 Evolución de la Demanda en barras de central

El artículo 3 del Real Decreto 1432/2002 establece que la demanda a tener en cuenta para el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia se calculará aplicando a la variación real de la demanda de cada sistema peninsular, insular y extrapeninsular, la media móvil de 12 meses correspondiente al último mes cerrado.

En la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, no se efectúa revisión de las previsiones utilizadas para establecer la tarifa media o de referencia. En consecuencia no se revisa la previsión de la demanda considerada en el Real Decreto 1556/2005.

Se ha analizado la evolución de la demanda peninsular en el periodo comprendido entre enero y mayo de 2006, lo que permite revisar la previsión de la demanda en barras de central del RD 1556/2005, con la última información disponible. En el cuadro 6 se muestran dos escenarios de previsión actualizados con la última información disponible en la fecha de realización de este informe:

- **ESCENARIO I:** Se aplica la metodología establecida en el artículo 3 del RD 1432/2002, considerando como último mes cerrado de la demanda en barras nacional, el mes de diciembre de 2005.
- **ESCENARIO II:** Se aplica la metodología establecida en el artículo 3 del RD 1432/2002, considerando como último mes cerrado para la demanda en barras de central peninsular el mes de mayo de 2006. Para la previsión de la demanda extrapeninsular el dato del último mes cerrado corresponde a diciembre de 2005 por falta de información disponible más actualizada.

Cuadro 6. Previsión de la demanda en barras de central 2006.

ESCENARIO	GWh			Tasa de variación considerada en el escenario		
	DEMANDA PENINSULAR	DEMANDA EXTRAPENINSULAR	TOTAL	DEMANDA PENINSULAR	DEMANDA EXTRAPENINSULAR	TOTAL
RD 1556/2005	256.836	15.046	271.882	4,96%	5,61%	4,99%
Escenario I	256.814	15.355	272.168	4,32%	5,42%	4,38%
Escenario II	255.000	15.355	270.355	3,58%	5,42%	3,68%

ESCENARIO	Diferencias frente al escenario considerado en el RD 1556/2005					
	GWh			Tasa de variación sobre el valor del RD 1556/2005		
	DEMANDA PENINSULAR	DEMANDA EXTRAPENINSULAR	TOTAL	DEMANDA PENINSULAR	DEMANDA EXTRAPENINSULAR	TOTAL
Escenario I	-23	309	286	-0,01%	2,05%	0,11%
Escenario II	-1.837	309	-1.528	-0,72%	2,05%	-0,56%

Fuentes: Información que acompaña al RD 1556/2005, REE y CNE.

Se observa que la demanda en barras de central correspondiente al año 2006, actualizada según la última información disponible oscilaría, dependiendo del escenario, entre 286 GWh y -1.528 GWh respecto a la considerada en el RD 1556/2005, con el consiguiente efecto en los costes.

Asimismo, cabe señalar que de acuerdo con la información disponible en la fecha de realización de este informe, las pérdidas implícitas del año 2005 ascenderían al 9,40%, calculadas según la información proporcionada por los agentes eléctricos en la liquidación 4 de 2006 y la demanda en barras de central publicada por REE.

Cuadro 7. Previsión de la Demanda en consumidor final para 2006.

ESCENARIO	GWh	
	BARRAS DE CENTRAL	CONSUMIDOR FINAL
RD 1556/2005	271.882	249.204
Escenario I	272.168	248.788
Escenario II	270.355	247.130

ESCENARIO	Diferencias frente al escenario considerado en el RD 1556/2005			
	GWh		Tasa de variación sobre el valor del RD 1556/2005	
	BARRAS DE CENTRAL	CONSUMIDOR FINAL	BARRAS DE CENTRAL	CONSUMIDOR FINAL
Boletín a Diciembre (CNE)	286	-417	0,11%	-0,17%
Peninsular REE + Actual para extrapeninsular	-1.528	-2.075	-0,56%	-0,83%

Fuentes: Información que acompaña al RD 1556/2005, REE y CNE.

La consideración de unas pérdidas implícitas del 9,40%, en los escenarios de previsión de la demanda en barras de central del año 2006 actualizados a junio de 2006 y detallados anteriormente, supondría que la demanda en consumidor final correspondiente al año 2006, podría oscilar entre un 0,17% y un 0,83% inferior a la considerada en el RD 1556/2005, esto es, previsión entre 417 y 2.075 GWh menos de demanda en consumidor final respecto a la del Real Decreto 1556/2005, con la consiguiente reducción de ingresos y de costes relacionados con dicha variable.

3.4.3.3 Coste de Generación de las instalaciones del régimen ordinario

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 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.

El informe 24/2005 puso de manifiesto que el coste de generación de los ciclos combinados incluido en el RD 1556/2005 podría estar infravalorado, tanto por la evolución

alcista que pudiera darse en los precios del gas en 2006, como porque la generación eléctrica de las centrales de ciclos combinados incluida en la propuesta de RD era inferior a la previsión del escenario de cobertura del OS, sobre un año de hidraulicidad media y significativamente inferior a la previsión de generación eléctrica, asociada a la demanda de gas natural de los ciclos combinados prevista por el GTS, a partir de la información proporcionada por las distribuidoras de gas natural.

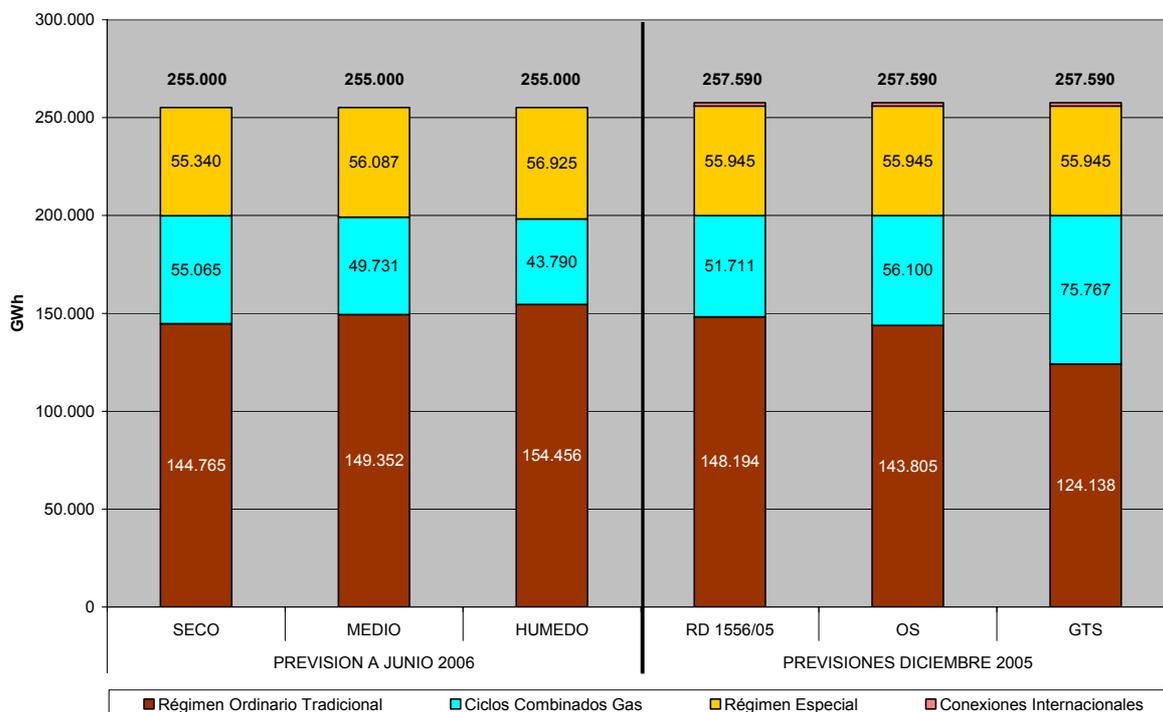
Se ha revisado el coste de generación de las instalaciones del régimen ordinario, considerando la última información disponible del escenario de cobertura de la demanda.

En el Gráfico 3 se comparan los escenarios de cobertura de la demanda considerados en el informe 24/2005, con los escenarios de cobertura de la demanda solicitado al OS por esta Comisión en junio de 2006.

Según información del OS a junio de 2006, el escenario de cobertura de la demanda para 2006 es muy similar al considerado en el RD 1556/2005, si bien la participación de la generación de los ciclos combinados durante 2006, dependerá, entre otros factores, de la hidraulicidad resultante³.

³ En la previsión de generación de ciclos combinados a junio de 2006, se ha considerado un precio medio del gas de 3,25 Cent €/kWh, valor acorde con el precio del gas en los mercados internacionales registrado en la segunda parte del año 2005, aunque superior a los precios que actualmente se están registrando en los mercados internacionales.

Gráfico 3. Cobertura de la demanda prevista para el año 2006.



Fuentes: REE, RD 1556/2005, CNE y empresas gasistas.

En el Cuadro 8, se muestra el efecto de modificar el escenario de cobertura de la demanda con información a junio de 2006 respecto a diciembre de 2005, sobre el coste de generación de las instalaciones del régimen ordinario situadas en el territorio peninsular, en aplicación del artículo 6 del RD 1432/2002.

Las diferencias existentes entre el escenario de cobertura de la demanda previsto en el RD 1556/2005 y en junio de 2006, podrían suponer una reducción en el coste de generación peninsular de las instalaciones de régimen ordinario, entre un 0,90% y un 2,39% (entre 113.009 y 300.319 Miles de €) respecto al considerado en el RD 1556/2005.

Cuadro 8. Coste de generación de las instalaciones de régimen ordinario situadas en el territorio peninsular. Revisión de la previsión de la demanda en barras de central 2006.

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	RD 1556/2005 (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	257.590	4,869	12.540.997
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)	57.685	7,291	4.205.872

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Escenario Hidraulicidad Seco (B)			(B) - (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	255.000	4,874	12.427.988	-2.590	0,005	-113.009
Régimen Ordinario	199.831	4,206	8.405.538	-74	0,037	70.413
Energía	199.831	3,589	7.170.963	-74	0,037	70.872
Tradicional	144.765	2,988	4.325.596	-3.429	0,000	-102.445
Ciclos Combinados	55.065	5,167	2.845.367	3.354	0,000	173.317
PGP + SS.CC		0,618	1.234.574	0	0,000	-460
Resto de Costes (2)	55.169	7,291	4.022.450	-2.516	0,000	-183.422

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Escenario Hidraulicidad Medio (C)			(C) - (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	255.000	4,839	12.339.267	-2.590	-0,030	-201.730
Régimen Ordinario	199.083	4,150	8.262.352	-822	-0,019	-72.773
Energía	199.083	3,532	7.032.395	-822	-0,019	-67.696
Tradicional	149.352	2,988	4.462.644	1.158	0,000	34.603
Ciclos Combinados	49.731	5,167	2.569.751	-1.980	0,000	-102.299
PGP + SS.CC		0,618	1.229.958	0	0,000	-5.076
Resto de Costes (2)	55.916	7,291	4.076.915	-1.769	0,000	-128.957

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Escenario Hidraulicidad Humedo (D)			(D) - (A)		
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	GWh	Coste medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Coste de Generación	255.000	4,800	12.240.677	-2.590	-0,068	-300.319
Régimen Ordinario	198.246	4,087	8.102.663	-1.659	-0,082	-232.462
Energía	198.246	3,469	6.877.881	-1.659	-0,082	-222.210
Tradicional	154.456	2,988	4.615.151	6.262	0,000	187.110
Ciclos Combinados	43.790	5,167	2.262.730	-7.921	0,000	-409.320
PGP + SS.CC		0,618	1.224.782	0	0,000	-10.252
Resto de Costes (2)	56.754	7,291	4.138.014	-931	0,000	-67.858

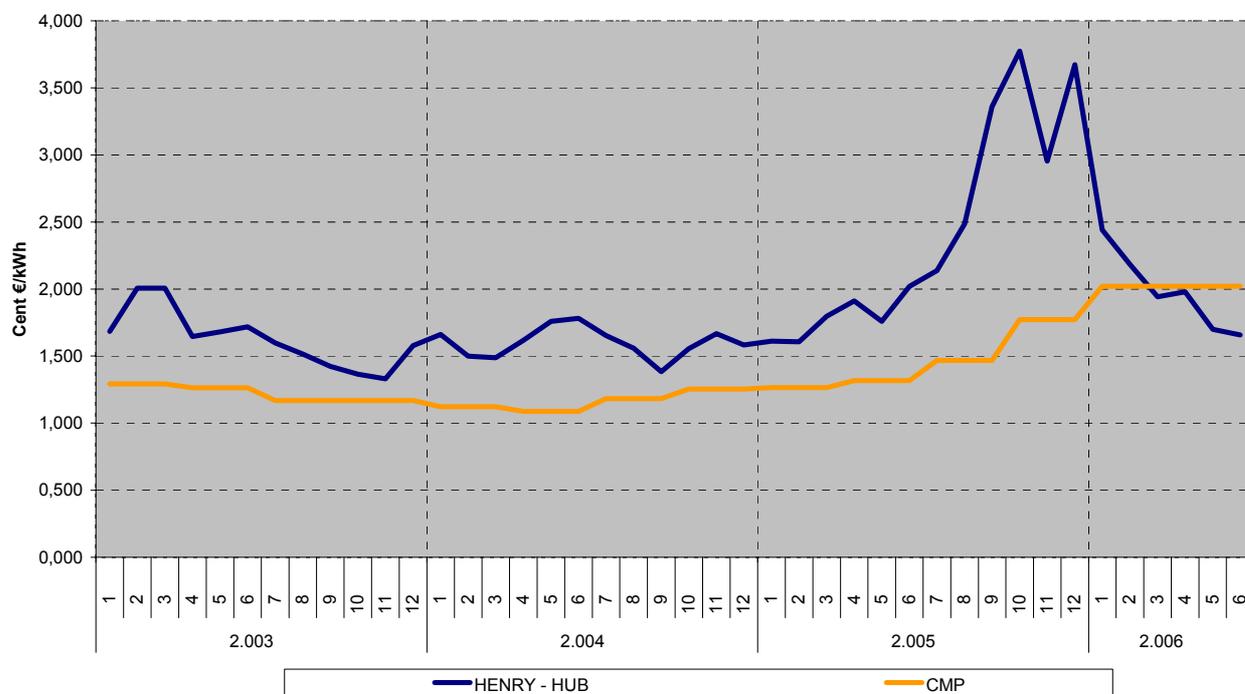
Fuente: RD 1556/2005, REE y CNE

Por otra parte, se ha analizado la evolución del precio del gas debido a que, según el artículo 4 del Real Decreto 1432/2002, el precio medio de producción a considerar en la

determinación de la tarifa media o de referencia para las nuevas instalaciones de producción en régimen ordinario, se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas.

En el Gráfico 4 se muestra la evolución de los precios del gas en el periodo comprendido entre 2003 y 2006, tomando como referencia tanto el precio spot del Henry–Hub, como el Coste de la Materia Prima (CMP).

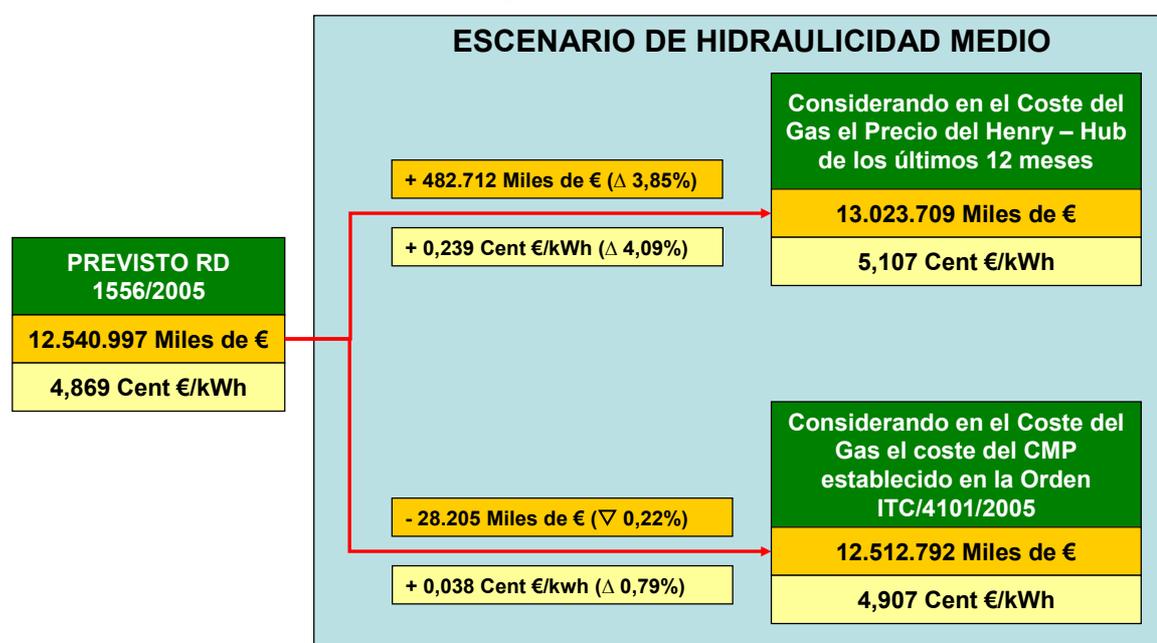
Gráfico 4. Coste del gas natural en el periodo 2003 -2006. (Cent €/kWh de gas).



Se observa que después de los elevados niveles del precio del gas alcanzados en la segunda mitad de 2005 en los mercados internacionales, tales como el Henry-Hub, la evolución se ha modificado drásticamente en la primera parte de 2006, volviendo a situarse hacia los valores mostrados en la primera parte de 2005. Asimismo, derivado de la evolución de las cotizaciones internacionales que sirven para actualizar la fórmula del coste de la materia prima (CMP) según la Orden ITC/4101/2005, y como una referencia de la evolución del precio del gas, el valor del CMP se ha situado en 2,021 Cent€/kWh durante toda la primera mitad de 2006. Cabe señalar que desde marzo de 2006 el CMP muestra valores superiores a los del Henry Hub.

Teniendo en cuenta sendos escenarios de la evolución del precio del gas en la primera parte del año y su impacto en el coste de generación de los ciclos combinados, tal y como establece el artículo 6 del RD 1432/2002, así como la revisión del escenario de demanda en un año medio hidráulico con información a junio de 2006, el coste de generación respecto al del RD 1556/2006 podría oscilar entre 28,2 Millones de € menos que el escenario tarifario del RD 1556/2005⁴, y 482,7 Millones de € más que en el escenario del RD 1556/2006⁵ (Véase Cuadro 9). Dicha disparidad de valores obedece al efecto de la generación de los ciclos combinados en distintos escenarios del coste de combustible.

Cuadro 9. Coste de generación peninsular año 2006.



Leyenda
Coste de Generación peninsular ⁽¹⁾
Coste medio de Generación peninsular ⁽¹⁾

(1) Incluye Régimen Ordinario, Régimen Especial, Contrato REE-EDF y otros intercambios y Déficit de derechos de emisión.

Fuente: RD 1556/2005, REE, ORDEN ITC/4101/2005 y CNE

En el Cuadro 10 se muestran los costes de generación de los ciclos combinados asociados a sendos escenarios de precios del gas, teniendo en cuenta la metodología

⁴ Considerando un precio medio anual del gas de 2,021 cent€/kWhg, similar al CMP vigente.

⁵ Considerando un precio medio anual del gas de 2,485 cent€/kWhg, similar a la media de los últimos 12 meses del HH.

incluida en el informe CNE 24/2005⁶. Cabe señalar que en ambos casos el coste medio de generación de los ciclos combinados sería superior al incluido en la información que acompañó a la propuesta de RD 1556/2005. No obstante, el coste de generación de los ciclos combinados incluyendo un escenario de precios de gas similar al CMP del primer semestre de 2006 es un 13,2% inferior al precio medio final casado por los ciclos combinados en el periodo comprendido entre enero y mayo de 2006.

Por otra parte, el precio medio final casado por los ciclos combinados en el periodo entre enero y mayo de 2006 es similar al coste de generación de los ciclos combinados calculado bajo un escenario de precios del gas similar a la media de 12 meses del Henry Hub, si bien debe tenerse en cuenta que los titulares de las centrales de ciclo combinado tienen con las comercializadoras de gas natural, contratos de aprovisionamiento a largo plazo, lo que llevaría a que pudieran registrar costes inferiores que los que se derivan exclusivamente del precio del mercado *spot*, tal como por ejemplo, el del Henry–Hub, en toda la generación de los ciclos.

⁶ Para calcular el coste medio de generación de los ciclos combinados se tienen en cuenta las siguientes hipótesis:

- Los ciclos combinados se ubican en el mercado liberalizado, pagando el peaje 1.3, y el peaje de regasificación establecido en la Orden ITC/4100/2005
- 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 propietarias de las citadas instalaciones.
- Se han supuesto 5.086 horas de utilización.

Cuadro 10. Coste de producción de los ciclos combinados en 2006

ESCENARIO	COSTE DEL GAS		COSTE MEDIO GENERACIÓN CCGT'S Cent €/kWh eléctrico	Tasa de variación (%)	
	ESCENARIO	Cent €/ kWh gas		Sobre RD 1556/2005	Sobre Precio Mercado CCGT'S Enero Junio 2006
1	HENRY - HUB (media últimos 12 meses)	2,485	6,781 ⁽¹⁾	17,2%	0,60%
2	CMP (Enero - Junio 2006)	2,021	5,853 ⁽¹⁾	1,2%	-13,2%
RD 1556/2005		COSTE MEDIO CONSIDERADO RD 1556/2005		5,785	
Precio Mercado CCGT'S Enero - Junio 2006		PRECIO MEDIO FINAL DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO EN EL MERCADO DE GENERACIÓN. ENERO - MAYO 2006 ⁽²⁾		6,740	

Nota: (1) Calculado de acuerdo con la metodología definida en el informe 24/2005 de la CNE

(2) Incluye la aplicación del Real Decreto Ley 3/2006

Fuente: RD 1556/2005, REE, ORDEN ITC/4101/2005 y CNE

4 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS

Para valorar el efecto que, sobre los ingresos del sistema, tiene las nuevas tarifas integrales incluidas en la propuesta de Real Decreto y debido a que en la información que acompaña a la propuesta no aporta datos sobre las variables de facturación previstas a las que aplicar dichas subidas, se utiliza el escenario de previsión de 2006 elaborado en diciembre de 2005 por esta Comisión. Dicho escenario de previsión se elaboró a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario y sirvió para informar sobre la propuesta de Real Decreto 1556/2005 (véase Anexo II del informe CNE 24/2005).

4.1 Impacto en los ingresos de aplicar las nuevas tarifas integrales

En primer lugar, cabe señalar que en el proyecto de RD se incluyen aumentos a los términos de facturación (por potencia y energía) de las tarifas integrales publicadas en el RD 1556/2005, manteniéndose los términos de facturación de las tarifas de acceso del RD 1556/2005.

El resultado de aplicar los nuevos valores de las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2006, teniendo en cuenta el escenario de previsión de la CNE⁷, arroja un aumento del ingreso medio por la facturación de los clientes en el mercado regulado de un 2,07% respecto al del RD 1556/2005.

Dicho valor coincide con el destacado en el apartado 1 del artículo 1 de la propuesta de RD, y en términos de ingresos anuales supone 287 millones de € más que lo que se obtendría de mantener los valores de las tarifas del el Real Decreto 1556/2005.

Cuadro 11. Escenario de demanda e ingresos según el R.D. 1556/2005 y la propuesta de RD por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006

	R.D. 1556/2005					Propuesta RD Julio 2006			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	% variación 06 sobre 05	Ingresos Totales (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Diferencia (Miles €)	% variación propuesta RD sobre RD 1556/2005
Cientes en mercado regulado	172.453	69,2%	13.872.654	8,044	4,68%	14.159.274	8,211	286.620	2,07%
Consumidores domésticos (social)	72	0,0%	4.812	6.659	0,00%	4.812	6.659	-	0,80%
Consumidores domésticos	74.193	29,8%	7.825.736	10,548	4,48%	7.888.355	10,632	62.618	0,80%
Consumidores pequeñas empresa y servicios	22.456	9,0%	2.427.739	10,811	4,48%	2.447.167	10,898	19.428	0,80%
Riegos y alumbrado público baja tensión	3.541	1,4%	276.536	7,808	4,60%	293.127	8,277	16.591	6,00%
Consumidores alta tensión tarifas general	40.886	16,4%	2.093.284	5,120	5,05%	2.218.876	5,427	125.592	6,00%
Consumidores alta tensión tarifas específicas	25.729	10,3%	951.455	3,698	5,08%	1.008.540	3,920	57.086	6,00%
Distribuidores DT 11ª de Ley 54/1997	5.576	2,2%	293.093	5,256	7,39%	298.397	5,351	5.305	1,81%

Fuentes: MITC información que acompaña a la Propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2006, Propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de julio de 2006 y CNE

Teniendo en cuenta que la propuesta de Real Decreto se aplicará desde el 1 de julio de 2006, el efecto sobre los ingresos del mercado regulado en el segundo semestre, suponiendo una distribución lineal de los mismos, asciende a 143 millones de €.

Por otra parte, la eliminación, para los clientes nacionales, de la aplicación de la tarifa de acceso 6.5, a partir del 1 de julio de 2006, según la disposición transitoria tercera del Real Decreto 1556/2005, podría suponer un aumento de los ingresos regulados del sistema en 20 millones de €, según el escenario de previsión de la CNE⁸ (véase Cuadro 12).

⁷ Obtenido a partir de información proporcionada por las empresas distribuidoras, a finales de 2005.

⁸ Se supone que dichos clientes se mantienen en el mercado liberalizado acogidos a tarifas de acceso generales de alta tensión, en la segunda parte del año.

Cuadro 12. Efecto sobre los ingresos del sistema de la aplicación de la DT3ª del RD 1556/2005

Tarifa	Nº Clientes	Consumo (GWh)	Propuesta RD Julio 2006 - sin aplicar DT3ª (A)		Propuesta RD Julio 2006 - Aplicando DT3ª (B)		Facturación de clientes acogidos a tarifa 6.5		Efecto sobre los ingresos del sistema (Miles €)
			Fact. Acceso (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Fact. Acceso (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Fact. Acceso (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	
6.5 NT1	9	1.106	1.782	0,16	14.510	1,31	8.146	0,74	6.364
6.5 NT2	11	2.040	3.061	0,15	20.313	1,00	11.687	0,57	8.626
6.5 NT3	3	475	771	0,16	4.853	1,02	2.812	0,59	2.041
6.5 NT4	4	675	1.237	0,18	7.324	1,09	4.281	0,63	3.043
Total 6.5	27	4.296	6.851	0,16	47.000	1,09	26.925	0,63	20.075

Fuentes: RD 1556/2005, empresas distribuidoras y CNE.

Nota: se supone que dichos clientes se mantienen en el mercado liberalizado acogidos a tarifas de acceso generales de alta tensión.

En consecuencia, teniendo en cuenta, tanto el efecto de la aplicación de la DT3ª del Real Decreto 1556/2005, como el resultado de aplicar las tarifas integrales de la propuesta de RD, los ingresos regulados del sistema aumentarían en el segundo semestre de 2006 en 163 millones de euros, todo ello valorado de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE.

Cuadro 13. Variación de ingresos regulados del RD 1556/2005 vs propuesta de RD por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006

Ingresos regulados (Miles €) RD 1556/2005, sin aplicar DT3ª (A)	15.620.758
↓	
Ingresos regulados (Miles €) propuesta RD Julio, sin aplicar DT3ª del RD 1556/2005 (B)	15.764.068
% variación (B) sobre (A)	0,92%
+	
Efecto (Miles €) DT3ª del RD 1556/2005, según escenario previsión CNE (C)	20.075
↓	
Ingresos regulados (Miles €) propuesta RD Julio, aplicando DT3ª del RD 1556/2005 (D) = (B) + (C)	15.784.142
% variación (D) sobre (A)	1,05%

Fuentes: Real Decreto 1556/2005, Propuesta de RD-MITC, empresas distribuidoras y CNE.

4.2 Suficiencia de ingresos

La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores en el mercado regulado y en el mercado liberalizado, respectivamente, debe permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidaciones, de acuerdo con el escenario de previsión de las variables de facturación del Ministerio, cumpliendo con ello el principio de suficiencia de ingresos y costes.

Los costes de 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 2003 que resulta para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, el coste de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 2392/2004 y el coste correspondiente a la anualidad que resulte de recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005.

Según la información que acompaña a la propuesta de RD, el incremento de los ingresos regulados, por aplicación de los nuevos valores de las tarifas integrales desde el 1 de julio de 2006, sería suficiente para cubrir la cuota del déficit correspondiente a 2005 imputada en el segundo semestre del 2006.

No obstante lo anterior, hay que tener en cuenta, como se señala en el epígrafe 2.3.1 del presente informe, que según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, no se ha tenido en cuenta el efecto del incremento de las tarifas sobre las cuotas de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. El efecto de mantener las cuotas se estima en 4.291 miles de €.

Asimismo, como se ha visto en el epígrafe 3.3, se observa una diferencia significativa en la primera parte de 2006 entre el coste de generación previsto en el RD 1556/2005, de

acuerdo con el artículo 6 del RD 1432/2002, y el precio medio de generación estimado de los distribuidores por la adquisición de energía de sus clientes a tarifa integral.

Según el escenario de previsión de la CNE, de acuerdo con la información que facilitaron las empresas eléctricas a finales de 2005, el resultado de aplicar las tarifas de la Propuesta del RD durante la segunda parte de 2006, supondría un incremento de los ingresos regulados, teniendo en cuenta el efecto de la disposición transitoria 3ª del Real Decreto 1556/2005, suficiente para cubrir el coste derivado de mantener las cuotas (4.291 miles de €) y, además, se obtendría un margen de ingresos, necesario por prudencia tarifaria, de 27.581 miles de €. Siempre bajo el supuesto de mantener el coste de generación previsto en el ejercicio tarifario del RD 1556/2005.

Cuadro 14. Ingresos y costes de la propuesta de RD por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006 (miles de €).

	Escenario Propuesta RD	Aplicación variaciones de la propuesta al Escenario CNE previsión diciembre 2005
Incremento de los costes	131.512	135.803
Déficit 2005 - 2º semestre	131.512	131.512
Cuotas		4.291
Incremento de los ingresos	131.512	163.384
Ingresos - Costes	0	27.581

Fuentes: Real Decreto 1556/2005, Propuesta de RD, empresas distribuidoras y CNE.

No se ha proporcionado información sobre el escándalo de costes de acceso, por lo que no es posible valorar la suficiencia de las tarifas de acceso para cubrir los correspondientes costes.

Asimismo, se desconoce el criterio utilizado para imputar el coste del déficit 2005, en las tarifas de acceso vigentes.

A este respecto, como se ha indicado en el epígrafe 2.1 del presente informe, se ha producido un cambio normativo en relación con la cuota de la moratoria nuclear a pagar por los consumidores. En concreto, desde el 25 de abril de 2006, con la entrada en vigor del Real Decreto 470/2006, la cuota de la moratoria nuclear ha pasado del 1,724% a un 0,33%, con el correspondiente efecto de disminución de los costes que se incluyen en las tarifas de acceso. En consecuencia, se desconoce si el importe de reducción de la cuota de la moratoria nuclear se ve compensado por la imputación del déficit de ingresos de 2005, lo que justificaría que se mantengan los valores de las tarifas de acceso del RD 1556/2005 en el segundo semestre de 2006.

El cuadro 15 muestra la actualización de los contenidos del Real Decreto 1556/2005 y el Real Decreto 470/2006, en el escandallo⁹ de costes para valorar la suficiencia de ingresos de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2006.

⁹ Véase “Informe 24/2005 sobre la propuesta de Real Decreto de Tarifa eléctrica 2006”, de diciembre de 2005

Cuadro 15. Costes de acceso del RD 1556/2005 y RD 470/2006

Concepto de coste (Miles €)	R.D. 1556/2005 (A)	R.D. 1556/2005 y R.D. 470/2006 (B)	(A) - (B)	% variación (B) sobre (A)
<i>Transporte (1)</i>	996.028	996.028	-	0,0%
<i>Distribución (2)</i>	3.366.097	3.366.097	-	0,0%
<i>Gestión Comercial</i>	299.796	299.796	-	0,0%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	184.608	111.027	73.581	-39,9%
Moratoria Nuclear	129.808	56.227	73.581	-56,7%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	40.000	40.000	-	0,0%
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	14.800	-	0,0%
<i>Prima del Régimen Especial (3)</i>	1.598.648	1.598.648	-	0,0%
Costes permanentes	1.084.299	1.084.299	-	0,0%
<i>Cuotas</i>	464.590	464.590	-	0,0%
Compensación extrapeninsulares (4)	406.438	406.438	-	0,0%
Operador del Sistema	34.776	34.776	-	0,0%
Operador del Mercado	10.150	10.150	-	0,0%
CNE	13.226	13.226	-	0,0%
<i>CTC's (5)</i>	219.671	219.671	-	0,0%
<i>Eficiencia energética</i>	173.460	173.460	-	0,0%
<i>Déficit 2000 y 2002</i>	226.578	226.578	-	0,0%
Total Acceso	7.529.476	7.455.895	73.581	-1,0%
Total Acceso sin déficit 2000-2002 ni déficit 2005	7.302.898	7.229.317	73.581	-1,0%

Fuentes: RD 1556/2005, RD 470/2006, MITC, empresas distribuidoras y CNE

Notas:

- (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 ingresos de la CNE, si todos los consumidores fueran al mercado liberalizado los ingresos excederían en 43,5 Millones de € a los costes de acceso que establece el artículo 2 del RD 1164/2001, y excluyendo las partidas de déficit tarifario 2000-2002 y 2005, si bien falta por incluir la facturación de acceso de 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 16. Facturación por tarifa de acceso de todo el sistema vs coste de acceso.

Escenario de previsión CNE del RD 1556/2005

Total ingresos (A)	249.744	7.272.852
Coste Acceso (B)		7.229.317
Diferencia Ingresos - Costes (A) - (B)		43.534

Fuentes: RD 1556/2005, empresas distribuidoras y CNE

Notas:

- (1) Se excluyen consumos propios y concesiones administrativas (251 GWh)
- (2) Se aplica la DT3ª del RD 1556/2005: clientes que potencialmente podrían acudir a la tarifa de acceso 6.5, se les factura la primera mitad del año a tarifa 6.5 y la segunda parte del año a tarifa de acceso general.

4.3 Aditividad de costes en las tarifas

La tarifa integral del consumidor debe incluir todos los costes que su suministro le ocasiona al sistema, de acuerdo con criterios que permitan asignar cada concepto de coste de forma eficiente, objetiva, transparente y no discriminatoria¹⁰.

Si bien no se dispone de información suficiente para valorar la asignación del nuevo coste del déficit de ingresos de 2005, cabe señalar que de los aumentos en las tarifas integrales y del mantenimiento de las tarifas de acceso del Proyecto de RD, se podría deducir que se ha asignado dicho coste, a recuperar en el segundo semestre de 2006, únicamente a los clientes del mercado regulado, debido a que los valores de las tarifas de acceso del proyecto de RD mantienen los del RD 1556/2005.

¹⁰ Véanse los informes de la CNE "Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas" de noviembre de 2001 y "Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje" de noviembre 2005.

No obstante, como se ha indicado anteriormente, cabe destacar que con la entrada en vigor del Real Decreto 470/2006, los costes a incluir en las tarifas de acceso, según define el artículo 2 del RD 1164/2001 debieran haber disminuido en promedio un 0,76%. Consecuentemente, al no disminuir los valores de las tarifas de acceso del RD 1556/2005 por la reducción de la cuota de la moratoria nuclear, se puede concluir que los clientes en el mercado liberalizado, por el mantenimiento de los valores de las tarifas de acceso del RD 1556/2005, están asumiendo parte del déficit de ingresos de 2005.

En definitiva, la falta de información necesaria no permite concluir sobre cuál ha sido el criterio de asignación utilizado para repartir el coste del déficit de ingresos 2005 entre las distintas tarifas integrales y de acceso.

No obstante, para los consumidores del mercado regulado, es posible comparar la facturación de aplicar las tarifas de acceso y los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto, según el escenario de previsión de la CNE.

Para calcular los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales se descuenta de 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, en la información que acompañó a la propuesta de Real Decreto 1556/2005 sobre la tarifa eléctrica para 2006, descontado el efecto de la aplicación del RD 470/2006 desde el 25 de abril de 2006 (véase epígrafe 2.1).

Cuadro 17. 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 (c€/kWh)	Coste acceso implícito (c€/kWh)	Fact. Acceso RD 1556/2005 (c€/kWh)
Baja tensión	96.721	10,691	5,420	4,897
1.0	72	6,659	1,049	5,103
2.0 (1)	62.874	11,252	5,742	5,222
2.0 N	11.319	7,188	2,623	3,824
3.0 + 4.0	22.456	10,898	5,943	4,524
Alta tensión	75.732	5,043	1,006	1,262
Clientes no interrumpibles	19.664	8,129	3,903	2,082
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	17.991	8,305	4,047	2,116
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	1.107	6,622	2,731	1,744
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	514	4,957	1,160	1,418
Nivel Tensión > 145 kV	52	10,438	6,381	4,004
Grandes consumidores (2)	43.163	3,127	-0,779	0,553
Tarifa Horaria de Potencia	12.374	3,838	-0,146	0,663
Tarifas generales con interrumpibilidad	21.222	2,924	-0,915	0,513
Tarifa G.4	9.566	2,656	-1,299	0,500
Tarifas por usos	12.905	6,749	2,562	2,385
Alumbrado público	2.932	8,127	3,983	2,302
Tracción	600	8,286	3,999	3,976
Riegos	3.797	7,495	3,223	3,711
Distribución	5.576	5,351	1,211	1,355
Total	172.453	8,211	3,482	3,301

Fuentes: RD 1556/2005, Propuesta RD, Información que acompañó a la propuesta de Real Decreto tarifa eléctrica 2006, empresas distribuidoras y CNE.

(1) Incluye Empleados

(2) Se aplica la DT3ª del RD 1556/2005

Según el escenario de previsión de la CNE y dado el coste medio de generación del escandallo de costes del RD 1556/2005, esto es, derivado de aplicar la metodología del artículo 8 del RD 1432/2002, se observa que el pago de acceso medio implícito en las tarifas integrales de la propuesta de RD de los clientes acogidos a tarifa integral en 2006, es un 5% superior al pago medio de facturar a dichos clientes las tarifas de acceso del RD 1556/2005 (3,482 c€/kWh y 3,301 c€/kWh, respectivamente). No obstante, dicho resultado es muy sensible al escenario del coste de generación utilizado.

Por otra parte, las facturaciones medias de acceso implícitas en las tarifas integrales y en las tarifas de acceso, son diferentes por grupos tarifarios.

En particular, a los consumidores de alta tensión acogidos a THP, tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y tarifa G4 se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y los costes de generación, de gestión comercial a tarifa integral y

29 de junio 2006

moratoria nuclear correspondiente) pagos de acceso negativos. No obstante, en este ejercicio no se tiene en cuenta al calcular el pago implícito de acceso, la valoración de los servicios de gestión de la demanda que proporcionan dichos clientes, lo que sí es valorado en las tarifas integrales actuales, de acuerdo con la Orden de 12 de enero de 1995. Una tarea necesaria para poder aplicar una metodología asignativa de costes y establecer tarifas de acceso e integrales hace necesario valorar económicamente dichos servicios, así como que su contraprestación sea asignada en el sistema con criterios objetivos y transparentes.

Análogamente, en baja tensión, la tarifa 1.0 aplicable a consumidores de potencia contratada inferior a 770 W y los consumidores acogidos a tarifa 2.0 con discriminación nocturna muestran pagos implícitos de acceso significativamente inferiores a los que resultaría de facturarles a tarifas de acceso.

Por otra parte, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso vigentes. Los casos más significativos en baja tensión son las tarifas 3.0 y 4.0, alumbrado público y en media y alta tensión, las tarifas no interrumpibles. En consecuencia, son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo, en mayor medida, a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y serán los que, por tanto, tendrán más incentivos a acudir al mercado liberalizado, todo ello bajo el supuesto de que el coste de generación coincide con el que se incluye en el ejercicio tarifario 2006.

Cuadro 18. Márgenes implícitos por acceso en las tarifas integrales del Propuesta RD

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Propuesta RD
Baja tensión	96.721	11%
1.0	72	-79%
2.0 (1)	62.874	10%
2.0 N	11.319	-31%
3.0 + 4.0	22.456	31%
Alta tensión	75.732	-20%
Clientes no interrumpibles	19.664	87%
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	17.991	91%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	1.107	57%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	514	-18%
Nivel Tensión > 145 kV	52	59%
Grandes consumidores (2)	43.163	-241%
Tarifa Horaria de Potencia	12.374	-122%
Tarifas generales con interrumpibilidad	21.222	-278%
Tarifa G.4	9.566	-360%
Tarifas por usos	12.905	7%
Alumbrado público	2.932	73%
Tracción	600	1%
Riegos	3.797	-13%
Distribución	5.576	-11%
Total	172.453	5%

Fuentes: RD 1556/2005, Propuesta RD, Información que acompañó a la propuesta de Real Decreto tarifa eléctrica 2006, empresas distribuidoras y CNE.

(1) Incluye Empleados

(2) Se aplica la DT3ª del RD 1556/2005

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.

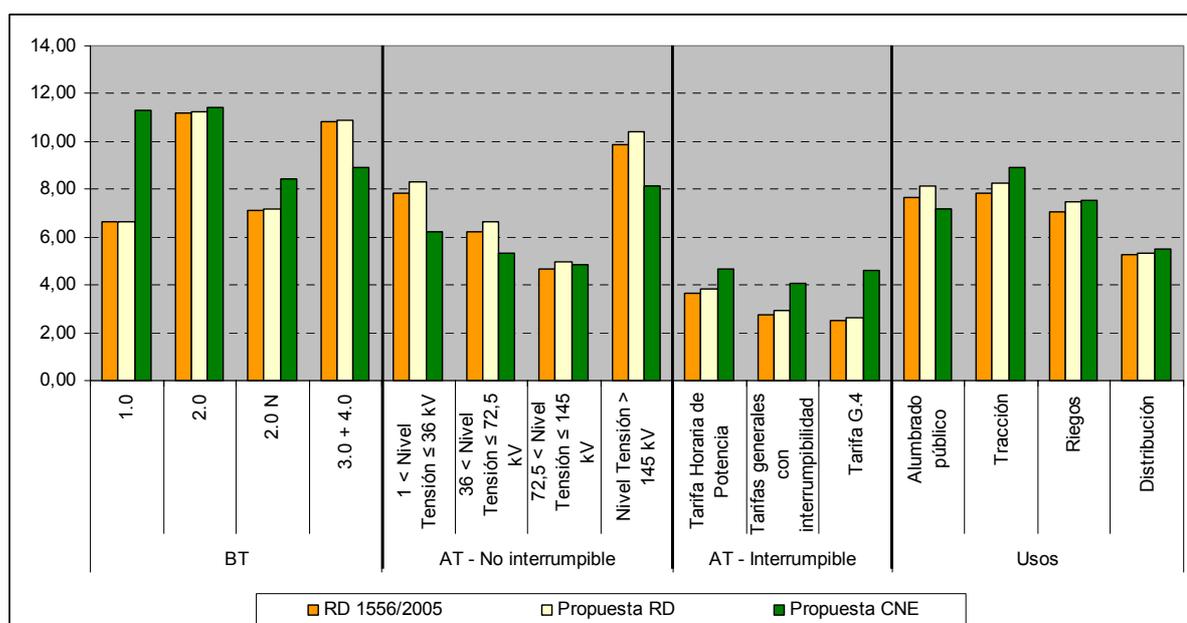
Se considera que algunas de las variaciones de la propuesta de RD, tales como mantener las tarifas de acceso y elevar las tarifas integrales de los consumidores de alta tensión y media tensión interrumpibles, permiten corregir alguna de las inconsistencias existentes entre tarifas integrales y de acceso. No obstante, en última instancia, las tarifas tanto integrales como de acceso deberían ser el resultado de adicionar los correspondientes costes según una metodología asignativa eficiente, transparente, objetiva, no

discriminatoria entre los consumidores en el mercado regulado y en el mercado liberalizado.

A modo de ejemplo, en el siguiente gráfico se muestran las facturaciones medias por grupos tarifarios, resultantes de aplicar los valores de las tarifas integrales del RD 1556/2005, de la propuesta de RD y las que se obtendrían de aplicar la metodología asignativa de la CNE¹¹, suponiendo el coste de generación del ejercicio tarifario 2006.

Es importante señalar que, en la propuesta metodológica de la CNE no se ha asignado el coste que supone para el sistema los servicios de gestión de la demanda que prestan los grandes consumidores. La asignación de dicho coste supondría unos menores precios para el colectivo de clientes interrumpibles, siempre que se reparta entre el sistema de acuerdo con un criterio eficiencia asignativa de precios *Ramsey*, esto es, de forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda al precio de los distintos grupos tarifarios.

Gráfico 5. Comparación precios medios por grupos tarifarios según RD 1556/2005, Propuesta RD y Metodología CNE



Fuente: RD 1556/2005, RD 470/2006, MITC – Propuesta RD y CNE

¹¹ Véase “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje”, CNE, noviembre de 2005.

En conclusión, tal y como se ha venido señalando a lo largo del presente informe, caben las siguientes consideraciones:

En primer lugar, es importante señalar que no se tiene información sobre el escandallo de costes de acceso y, en consecuencia, se desconoce si las tarifas de acceso y los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales son o no suficientes para cubrir los costes de acceso.

En segundo lugar, tampoco se tiene información ni sobre el método de asignación ni con cargo a qué tarifas se van a recuperar las partidas de costes correspondientes al déficit de ingresos del periodo 2000-2002 y el déficit de ingresos de 2005.

El resultado final de aumentar en mayor medida las tarifas integrales de los consumidores con descuentos de interrumpibilidad, corrige la situación de partida de diferencias significativas entre su facturación a tarifas aditivas y lo que pagan a las tarifas vigentes.

En tercer lugar, en opinión de esta Comisión la tarifa integral 2.0N debiera ser revisada por no cubrir de forma aditiva los costes que su suministro ocasione al sistema.

En cuarto lugar, pese a que no se aplica una metodología asignativa, se valora positivamente que la subida de las tarifas integrales de los consumidores de baja tensión acogidos a las tarifas 3.0 y 4.0 sea inferior a la media aplicada en las tarifas integrales. Por el contrario, no se consideran adecuadas las subidas homogéneas del 6% a todos los clientes de media y alta tensión. El aumento homotético del 6% de los términos de potencia y de energía de todas las tarifas de alta y media tensión, sin tener en cuenta otro tipo de consideraciones, tiene como consecuencia que los clientes no interrumpibles vean aumentadas las diferencias entre las tarifas de acceso implícitas en sus tarifas integrales y las tarifas de acceso vigentes.

Por último, si bien los incrementos aplicables a las tarifas de Riego y Tracción van en línea con los resultados de aplicar la metodología asignativa de la CNE, mientras que el incremento propuesto para la tarifa B.0 de alumbrado público va en sentido contrario, la

propuesta de RD suprime las mismas desde el 1 de enero de 2007, con lo que dichas distorsiones se ven corregidas (véase epígrafe 4.4).

4.4 Eliminación de las tarifas por usos a partir del 1 de enero de 2007

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 96/92/CE en su Exposición de Motivos establece en el punto (2) que se debe garantizar *“tarifas de transporte y distribución no discriminatorias ...”*.

Este último aspecto es reforzado en el Reglamento (CE) N° 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad cuando establece en el punto (14) de su Exposición de motivos que *“La condición previa una competencia efectiva en el mercado interior es el establecimiento de una tarificación no discriminatoria y transparente por la utilización de la red, ...”*.

El Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, publicado en el B.O.E. el 22 de mayo de 2006, establece en su artículo 9 que, las partes mediante acuerdos que estimen necesarios tenderán a la armonización de sus estructuras tarifarias, inspirándose en los principios de aditividad tarifaria, de transparencia, de uniformidad y deberá reflejar los costes realmente incurridos en el abastecimiento de energía eléctrica.

Se considera que las tarifas, tanto de acceso como integrales, deben establecerse de forma aditiva, según criterios de asignación que reflejen los factores que originan cada coste, en lugar del uso determinado o de las características de consumo específico del consumidor.

Por ello, esta Comisión valora positivamente la eliminación de las tarifas específicas por usos de suministro eléctrico de la propuesta de RD, en línea con las Directrices energéticas.

A continuación se muestra un análisis del impacto de la supresión de dichas tarifas el 1 de julio de 2007. Para ello, se ha utilizado la información correspondiente de la base de datos SINCRO (liquidación 4/2006) para el año 2005, desagregada por empresa, tarifa y discriminación horaria. Con esta información se ha facturado, por una parte, a los precios del Real Decreto 1556/2005 para obtener la facturación de las tarifas por usos para el primer semestre de 2006 y, por otra parte, a los precios de la Propuesta de Real Decreto a partir de julio de 2006 para obtener la facturación de las tarifas por usos para el segundo semestre de 2006, obteniéndose de esta forma la facturación total de las tarifas por usos para el año 2006.

Asimismo, para calcular el efecto a partir de 1 de julio de 2007 de la eliminación de dichas tarifas específicas, se ha facturado a las correspondientes tarifas generales (corta, media y alta utilización, tarifas 3.0 y 4.0 para la tarifa de riegos de baja tensión R.0) con los precios de la propuesta de Real Decreto a partir de 1 de julio de 2006, eligiéndose aquella tarifa general que minimiza la facturación total de cada consumo. Para la tarifa de alumbrado público de baja tensión (B.0), por no disponer de datos de potencias contratadas, se ha facturado a la tarifa 2.0N suponiendo 4.380 horas de utilización de la potencia (de 20.00 horas a 8:00 horas), distribuyendo el 35% del consumo en horas de punta y el 65% restante en horas de valle, obtenido como resultado de la comparación de las curvas de carga de las tarifas B.0 y 2.0N.

En el siguiente cuadro se muestra el efecto en los ingresos por cada grupo tarifario, de la eliminación de las tarifas por usos (alumbrado público de baja tensión, tracciones de alta tensión y riegos de baja y alta tensión), siendo facturadas a las correspondientes tarifas generales.

Cuadro 19. Efecto de la eliminación de las tarifas específicas de suministro eléctrico

Tarifas	Nº Clientes (Promedio)	PotFact. (kW) (Promedio)	Consumo (kWh)	Facturación Tarifa por Usos (€) (A)	Facturación Tarifa General (€) (B)	Diferencia (€) (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
B.0	73.211	567.233	2.484.481.465	196.062.778	154.463.374	-41.599.405	-21,2%
Total Alumbrado Público	73.211	567.233	2.484.481.465	196.062.778	154.463.374	-41.599.405	-21,2%
T.1	40	76.829	63.129.808	5.404.625	6.703.957	1.299.332	24,0%
T.2	30	80.059	72.997.355	5.502.802	6.792.800	1.289.998	23,4%
T.3	2	7.359	7.561.769	552.666	664.192	111.526	20,2%
Total Tracciones	72	164.247	143.688.932	11.460.093	14.160.949	2.700.856	23,6%
R.0	45.948	716.723	612.068.533	53.046.458	65.677.476	12.631.018	23,8%
R.1	14.861	1.480.116	2.088.731.956	145.624.759	172.892.875	27.268.116	18,7%
R.2	30	20.442	23.465.811	1.524.456	1.877.206	352.750	23,1%
R.3	1	958	2.564.313	132.254	147.791	15.537	11,7%
Total Riegos	60.840	2.218.238	2.726.830.613	200.327.927	240.595.347	40.267.420	20,1%
Total Tarifas Específicas	134.123	2.949.718	5.355.001.010	407.850.799	409.219.670	1.368.872	0,3%

Fuentes: BD SINCRO, RD 1556/2005, MITC - Propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de julio de 2006 y CNE.

Se observa que el efecto de la supresión de las tarifas de usos, para el mismo escenario de consumos y precios, supondría unos ingresos adicionales para el sistema de 1.369 Miles €, esto es, un 0,3% superior a la facturación por las tarifas de usos.

5 OTRAS CONSIDERACIONES

5.1 Sobre el plan de sustitución de contadores

El Real Decreto 1556/2005, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, establece en su disposición adicional decimoquinta que la Comisión Nacional de Energía deberá remitir a la DGPEM un informe 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.

La Comisión Nacional de Energía va a remitir próximamente a la DGPEM una propuesta para establecer una muestra significativa de consumidores conectados a redes de baja tensión, con el objeto de, en una fase posterior, proceder a la implantación de contadores horarios a dicha muestra, con el fin último de obtener la información necesaria sobre perfiles de consumo para establecer tarifas de baja tensión que discriminen el consumo por periodos horarios.

La Directiva 2006/32 sobre la eficiencia del uso final de la energía establece en su artículo 13 que los Estados miembros velarán porque, siempre que sea técnicamente posible, financieramente razonable y proporcionado en relación con el ahorro de energía potencial, los clientes finales de electricidad tengan contadores individuales, a un precio competitivo, que reflejen exactamente el consumo real.

Por su parte, el proyecto de Real Decreto establece en su disposición adicional segunda la implantación de equipos con capacidad de discriminar horariamente y con telegestión, por una parte, para nuevos suministros a partir del 1 de julio de 2007 y, por otra, habilita al MITC para establecer un Plan de sustitución de contadores de medida antiguos para todos los consumidores con potencia contratada de hasta 15 kW.

En consecuencia se considera, por una parte, que es necesaria la iniciativa de avanzar en la renovación del parque de contadores, de forma que se proporcionen señales horarias para discriminar los precios de los consumidores de potencia contratada inferior de 15 kW, en función del coste que su suministro proporcione al sistema. No obstante, para proporcionar dicha señal de precios que rija el consumo eficiente de los consumidores, será necesario disponer de medidas de consumo. Por ello, previamente se deberá analizar en profundidad el coste-beneficio que dicha implantación supondrá para el sistema, para lo que se podría emplear la información resultante del proyecto de esta Comisión sobre el Plan de Implantación de contadores a consumidores conectados a redes de baja tensión, que remitirá próximamente a la DGPEM del MITC.

5.2 Sobre la derogación del artículo 8 del RD 1432/2002

En relación con la derogación del artículo 8 del RD 1432/2002, esta Comisión considera adecuada dicha medida, debido a que el establecimiento de límites al crecimiento de la tarifa eléctrica no tiene base metodológica que los justifique, tal como ha sido señalado en sucesivos informes de esta Comisión.

En este sentido, se hace necesario señalar una vez más que todas las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes, según criterios de asignación eficiente, objetivos, transparentes y no discriminatorios. Esta Comisión

considera que las tarifas de acceso e integrales deben adicionar los costes, de forma que haya consistencia entre los pagos regulados por los mismos servicios, de clientes en el mercado regulado y liberalizado.

En segundo lugar, el rango normativo que deroga el artículo 8 del RD 1432/2002 se justifica por el punto quince del artículo 1 del Real Decreto-Ley 7/2006, que establece que *“el Gobierno, para el cálculo de la tarifa media que apruebe, podrá fijar los límites máximos anuales al incremento de dicha tarifa así como los costes a considerar”*.

En tercer lugar, el artículo 8 del Real Decreto 1432/2002, de 23 de diciembre, establece, que como resultado de las revisiones de las previsiones realizadas en los dos años anteriores, se podrá derivar una variación adicional al alza de hasta el 0,60 por 100, o la que corresponda a la baja. Por lo tanto, de la eliminación de dicho límite, al producirse la derogación del artículo 8, se deriva que, a partir de la entrada en vigor de la propuesta de Real Decreto, se podrán incluir en el cálculo de la tarifa media o de referencia la totalidad de los desvíos definidos en el artículo 7 del RD 1432/2002.

Si bien esta Comisión, valora positivamente la eliminación del tope máximo establecido en el artículo 8 del RD 1432/2002, en tanto que permite trasladar a través de la tarifa integral y de acceso, los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema, debe señalar que, a la vista de las circunstancias concurrentes, se debería estudiar la introducción de una disposición que recoja un tope a la posibilidad de recuperación de los desvíos previstos en el citado artículo 7.

Por último, se considera necesario que se traslade con periodicidad inferior al año revisiones del coste de generación por adquisición de energía para los consumidores a tarifa integral, a efectos de mitigar la posibilidad de acumular déficit/superávit de ingresos sujetos a liquidación significativos, con el efecto negativo de ser recuperados en años sucesivos y recaer sobre consumidores que no lo han generado.

6 CONCLUSIONES

Primero. Se reconoce el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre, que asciende a 3.830.447 Miles de €, si bien de acuerdo con la Liquidación 14/2005, la cantidad a reconocer por dicho concepto asciende a 3.810.520 Miles de €, cantidad un 0,52% inferior a la cantidad establecida en la propuesta de Real Decreto.

Segundo. Las cuotas que sean calculadas con destino específico al déficit 2005 dependerán de la previsión de ingresos regulados y de la estructura mercado regulado/ mercado liberalizado, siendo susceptible su recuperación de los errores de previsión que pudieran producirse en dichas variables. Cabe reseñar que la no aditividad de costes en las tarifas lleva a que la recuperación de costes cuyo cobro depende de los porcentajes aplicables a las tarifas integrales y a las tarifas de acceso dependa intrínsecamente de cuál es la participación de los clientes en el mercado. En el caso de que las tarifas de suministro fueran aditivas (tarifa de acceso más coste de generación) y se aplicara un único porcentaje a todos los consumidores, en el mercado liberalizado o en el mercado regulado, sobre sus tarifas de acceso, su recuperación sería independiente de la participación de los clientes bien en el mercado regulado, bien en el liberalizado.

Tercero. Esta Comisión entiende, que a la hora de establecer provisionalmente el importe de las anualidades del déficit de las actividades reguladas correspondiente a 2005, y al déficit de las actividades reguladas anterior a 2003, dado que son costes con características similares, se podría utilizar el mismo tipo de interés, es decir, el Euribor a tres meses a Noviembre. En consecuencia se propone incluir el siguiente párrafo en la Disposición adicional primera de la propuesta de Real Decreto o, en su defecto, desarrollo mediante Orden Ministerial posterior.

“El tipo interés, a los efectos de cálculo y determinación provisional de la anualidad y del importe pendiente de compensación a considerar en el Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año, 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”.

Cuarto. Se considera que, en aras de proporcionar transparencia en el proceso de cálculo de las cuotas aplicadas a las tarifas integrales y de acceso, se podría haber aportado un detalle mayor en el cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005, justificando dichos valores, en la información que ha sido remitida a esta Comisión.

Quinto. Se propone incluir el siguiente párrafo en la disposición adicional primera de la Propuesta de RD:

“La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito, a estos efectos, en el Banco de España, en el Instituto de Crédito Oficial o en una entidad autorizada para realizar en España las actividades propias de las entidades de crédito, y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado.”

Sexto. La Propuesta de RD no actualiza las cuotas aplicables para recuperar los costes permanentes del sistema y de diversificación y seguridad de abastecimiento. No obstante, el aumento de ingresos previsto, unido al manteniendo de las cuotas sobre la tarifa integral y la tarifa de acceso actualmente vigentes, supone, un incremento de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad del abastecimiento con cargo a cuotas, sobre los del RD 1556/2005, si bien ni en la propuesta de Real Decreto, ni en la información que acompaña a la misma, se tiene en cuenta dicho efecto de aumento del coste o de revisión de las cuotas para mantener el coste inicial.

Séptimo. Esta Comisión valora positivamente el mantenimiento de las primas del régimen especial, en línea con la Disposición transitoria segunda del Real Decreto-Ley 7/2006, ya que considera que éstas debieran ser obtenidas a partir de una rentabilidad objetivo por tipo de instalación en lugar de depender de la evolución de la tarifa media de referencia, ya que se trata de variables independientes en la mayoría de los casos.

Octavo. El proyecto de RD mantiene los precios de las tarifas de acceso del RD 1556/2005 e incrementa un 0,8% los precios de las tarifas integrales de baja tensión, con la excepción de la tarifa 1.0 que no varía y de las tarifas B.0 y R.0 que aumentan un 6%. Las tarifas de media y alta tensión se incrementan en un 6%.

En opinión de esta Comisión, se hace necesario señalar una vez más que todas las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes, según criterios de asignación eficiente, objetivos, transparentes y no discriminatorios. 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.

No obstante, esta Comisión valora positivamente algunas de las variaciones introducidas en las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto debido a que se corrigen, en parte, las inconsistencias existentes entre las tarifas integrales y las tarifas de acceso vigentes y en la medida en que se aproximan a los precios medios resultantes de la metodología asignativa de la CNE. En particular, el aumento por debajo de la subida media a los consumidores de baja tensión acogidos a las tarifas 3.0 y 4.0 y la subida del 6% a los consumidores de alta tensión acogidos a tarifas con complemento de interrumpibilidad.

Asimismo, se valora positivamente la eliminación de las específicas por usos de suministro eléctrico de la propuesta de Real Decreto, en línea con las directrices comunitarias.

No obstante, en opinión de esta Comisión la tarifa integral 2.0N debiera ser revisada por no cubrir de forma aditiva los costes que su suministro ocasiona al sistema. Asimismo, no se considera adecuado el aumento homotético del 6% de los términos de potencia y de energía de todas las tarifas de media y alta tensión sin complemento de interrumpibilidad.

Noveno. Las variaciones en las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2006, teniendo en cuenta el escenario de previsión de la CNE, supone un incremento de los ingresos regulados de 143 millones de euros, lo que unido al efecto de la aplicación de la DT3^a del RD

1556/2005, supone un incremento de los ingresos en el segundo semestre de 2006 de 163 millones de euros, suficientes para cubrir el incremento de los costes considerados en la propuesta. Todo ello bajo el escenario del coste de generación implícito en las tarifas del Real Decreto 1556/2005.

Décimo. Esta Comisión no cuenta con información sobre el escandallo de costes de acceso y, en consecuencia, se desconoce si las tarifas de acceso son o no suficientes para cubrir los costes de acceso.

Asimismo, tampoco se tiene información ni sobre el método de asignación ni con cargo a qué tarifas se van a recuperar las partidas de costes correspondientes al déficit de ingresos del periodo 2000-2002 y el déficit de ingresos de 2005.

Undécimo. Esta Comisión considera, por una parte, que es necesaria la iniciativa de avanzar en la renovación del parque de contadores, de forma que se proporcionen señales para discriminar los precios de los consumidores de potencia contratada inferior de 15 kW, en función del coste que su suministro ocasione al sistema. Para proporcionar una señal de precios que rijas el consumo eficiente de los consumidores, será necesario disponer de medidas de consumo.

Duodécimo. Esta Comisión considera que el déficit de las actividades reguladas correspondiente al año 2005 debería incluirse como coste específico en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación de la tarifa media o de referencia.

Decimotercero. En relación con la derogación del artículo 8 del RD 1432/2002, esta Comisión considera adecuada dicha medida, debido a que el establecimiento de límites al crecimiento de la tarifa eléctrica no tiene base metodológica que los justifique, tal como ha sido señalado en sucesivos informes de esta Comisión, si bien debiera tenerse en cuenta el efecto de la eliminación del citado artículo sobre los desvíos establecidos en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002.

No obstante, esta Comisión considera necesaria la actualización del coste de generación implícito en las tarifas integrales, con periodicidad inferior al año, por ser dicha medida necesaria para evitar la acumulación déficit-superávit al final del año.