



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 10/2003 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO
DE TARIFA ELÉCTRICA 2004**

Madrid, 18 diciembre 2003



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN

2. EJERCICIO TARIFARIO 2004

2.1 Antecedentes.

2.2 Aplicación del contenido del RD 1432/2002 en la propuesta de RD de tarifa 2004.

2.2.1 Determinación de la demanda, costes del sistema y tarifa media

2.2.2 Revisión de las previsiones de años anteriores

2.2.3 Límite máximo al crecimiento de la tarifa media, de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso para 2004

2.3 Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos.

2.3.1 Previsión de la demanda en la propuesta RD

2.3.2 Participación en el mercado

2.3.3 Previsión de ingresos de la propuesta de RD

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

3.1 Principales cambios introducidos en la propuesta de RD

3.2 Cumplimiento del principio de suficiencia de ingresos

3.3 Valoración de los precios regulados incluidos en la propuesta

4. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2004



4.1 La retribución del transporte.

- 4.1.1 Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998**
- 4.1.2 El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección**
- 4.1.3 Incentivo a la disponibilidad**

4.2 La retribución de la distribución.

- 4.2.1 Antecedentes**
- 4.2.2 La revisión de la retribución de la distribución para el año 2003**
- 4.2.3 La retribución de la distribución para el año 2004**
- 4.2.4 Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución**
- 4.2.5 Comentarios al Anexo II de la Propuesta de Real Decreto (alquileres)**
- 4.2.6 Comentarios al Anexo III de la Propuesta de Real Decreto (acometidas)**
- 4.2.7 Comentarios al Anexo IV de la Propuesta de Real Decreto (pérdidas)**
- 4.2.8 Margen de las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997**
- 4.2.9 Compensaciones a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997 por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes.**

4.3 La retribución de la gestión comercial y de la demanda.



- 4.3.1 Regulación de la retribución de la gestión comercial**
 - 4.3.2 Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica**
 - 4.3.3 La revisión de la retribución de la gestión comercial para el año 2003**
 - 4.3.4 La retribución de la gestión comercial para el año 2004**
 - 4.3.5 Gestión de la demanda**
- 4.4 Costes permanentes del sistema**
 - 4.4.1. Costes e ingresos de las empresas Extrapeninsulares. Compensación extrapeninsular**
 - 4.4.2. Retribución al Operador del sistema**
 - 4.4.3. Retribución al Operador del mercado**
- 4.5 Costes de Transición a la Competencia**
 - 4.5.1 Stock de carbón autóctono**
 - 4.5.2 Prima implícita del carbón autóctono**
 - 4.5.3 Costes de Transición a la Competencia Tecnológicos**
- 4.6 Costes de Diversificación y Seguridad de Abastecimiento**
 - 4.6.1 Comentarios sobre Régimen Especial**
 - 4.6.2 Segundo ciclo del combustible nuclear**
- 4.7 Desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y coste de revisión de generación extrapeninsular en 2001 y 2002**



Comisión

Nacional

de Energía

5. OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA

- ANEXO I: La Retribución del Operador del Sistema en 2004**
- ANEXO II: Segundo ciclo del combustible nuclear en 2004**
- ANEXO III: Previsión de Consumos, Potencias e Ingresos del sistema. Escenario CNE**
- ANEXO IV: Alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad**



Comisión
Nacional
de Energía

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 18 de diciembre de 2003, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

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

El día 10 de diciembre de 2003 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, así como memoria justificativa que acompaña a dicha propuesta. Estos documentos fueron remitidos para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió el día 17 de diciembre de 2003, para discutir la propuesta del Real Decreto. Se acompañan, como Anexo IV del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo.



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

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

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2004, en los últimos meses de 2003 la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema del ejercicio de previsión para 2004 al que se hace referencia en el presente informe.

La organización del informe es la siguiente. En el apartado 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario, donde un referente esencial para planear el ejercicio tarifario para 2004 debe ser, necesariamente, el contenido del RD 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del RD 2017/1997. En el mismo apartado 2 se analizan las previsiones sobre la demanda e ingresos de la propuesta de Real



Comisión
Nacional
de Energía

Decreto del Ministerio de Economía. Se considera que debido a que el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, es crucial la especificación de las hipótesis de partida que justifican las previsiones de ingresos y costes que sirven para establecer las variaciones en las tarifas integrales y de acceso propuestas para 2004, teniendo en cuenta los límites a dichas variaciones que han sido establecidos en el RD 1432/2002.

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

En el apartado 4, se analizan los costes asignados a las distintas actividades eléctricas para el año 2004 y, en particular, los costes de transporte, distribución, gestión comercial a tarifa, costes permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003.

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

2. EJERCICIO TARIFARIO 2004

2.1. Antecedentes

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico crea el nuevo marco tarifario que deberá ser aplicado con la liberalización del sector eléctrico.

Si bien en la Ley del Sector Eléctrico no se indica explícitamente cómo deben efectuarse las variaciones anuales en las tarifas integrales y de acceso, en su Título III relativo al Régimen Económico, establece que con cargo a tarifas, peajes y precios satisfechos por los consumidores de suministro eléctrico, acogidos y no acogidos a la condición de cualificados, deben satisfacerse las



retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas.

La Ley 53/2002, de Medidas fiscales, Administrativas y del Orden social, indica que el Gobierno establecerá, mediante RD, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, pudiendo establecer un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa, señalando que, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta una serie de previsiones.

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, desarrolla las modificaciones, mencionadas en la Ley 53/2002, sobre el marco tarifario vigente hasta entonces, tanto en cuanto a la forma de calcular los costes del sistema, como a la variación máxima de la tarifa media o de referencia, e individualmente, de las tarifas integrales y de acceso.

No obstante, como señaló esta Comisión en su informe 16/2002 sobre la propuesta de RD sobre metodología de tarifa media, si bien el RD 1432/2002 introduce una metodología para determinar los costes del sistema y la variación de la tarifa media, no presenta una metodología de asignación de los costes para establecer las tarifas integrales y de acceso.

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

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

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

En consecuencia, la aplicación del RD 1432/2002 sobre la propuesta de RD de la que se emite el presente informe no permite analizar las variaciones de las tarifas integrales y de acceso como un resultado de asignación de los costes en el sentido de la propuesta de metodología de la CNE, aunque permite prever los costes del sistema y la variación de la tarifa media de la propuesta de RD para 2004.

En definitiva, la determinación de las variaciones en las tarifas de acceso es un ejercicio de conciliación de los ingresos, según los consumos previstos y las variaciones tarifarias de la propuesta de RD, con los costes resultantes de aplicar el RD 1432/2002. Por ello, en el presente informe se analiza, en su epígrafe 2.2, el cálculo de los costes y la revisión de las previsiones de la propuesta de RD sobre tarifa eléctrica para 2004, según lo establecido en el RD 1432/2002. En segundo lugar, en el epígrafe 2.3, se valoran las previsiones sobre demanda, participación en el mercado de clientes e ingresos, incluida en la información que acompaña a la propuesta de RD.



2.2. Aplicación del contenido del RD 1432/2002 en la propuesta de RD de tarifa 2004

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

En primer lugar, el RD 1432/2002, en sus artículos 2, 3 y 4, establece la metodología para fijar la previsión de cada uno de los costes del sistema, la demanda en consumidor final y la tarifa media o de referencia, resultante del cociente entre los costes del sistema y la demanda en consumo.

En segundo lugar, en su artículo 7, presenta la posibilidad de trasladar a la tarifa media de un año, hasta un límite máximo, la revisión de las previsiones realizadas en dos años anteriores si ciertas variables variaran más, por exceso o por defecto, que los umbrales determinados en dicho artículo.

Por último, el RD 1432/2002, en su artículo 8, fija límites máximos, tanto para el crecimiento anual de la tarifa media, como, de forma individual, en la evolución de las tarifas integrales y de acceso.

A continuación, se analiza el tratamiento de estos tres aspectos tarifarios determinados en el RD 1432/2002, en la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2004.



2.2.1. Determinación de la demanda, costes del sistema y tarifa media

- **Demanda en consumidor final**

El artículo 3 del RD 1432/2002 señala *“la demanda se calculará aplicando la variación real de la demanda de cada sistema peninsular, insular y extrapeninsular en el año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, sobre el consumo real en este mismo año móvil, teniendo en cuenta las pérdidas en transporte y distribución, que se calcularán mediante un procedimiento que se establecerá por Orden Ministerial”*.

Si bien en el epígrafe 2.3 del presente informe se analiza en detalle las previsiones de la demanda en consumidor final, en barras de central y las pérdidas implícitas de la propuesta de RD, se extraen las siguientes consideraciones más importantes.

En primer lugar, el último mes cerrado que se ha considerado en la propuesta de RD, tanto para calcular el año móvil de la demanda en barras de central, como de la tasa de variación anual correspondiente, ha sido octubre de 2003 para el sistema peninsular y septiembre de 2003 para los sistemas insulares y extrapeninsulares. Esto supone modificar el criterio de último mes cerrado que se consideró en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2003, en donde para todos los sistemas, tanto peninsulares como insulares y extrapeninsulares, fue utilizado como último mes cerrado el mes de septiembre.

Por otra parte, mientras que en la propuesta de RD de 2003 se utilizó como fuente de datos los del *Boletín de Energía Eléctrica* a septiembre del año corriente, en la propuesta de RD para 2004 se ha seleccionado la misma fuente en la demanda de los sistemas extrapeninsulares e insulares, pero para la



información del sistema peninsular se ha utilizado la información del *Balance diario de REE*. Cabe señalar que se registran diferencias en los datos de demanda peninsular comparativamente entre las fuentes señaladas - *Boletín de Energía Eléctrica* y *Balance diario de REE* - para un mismo periodo de tiempo, por lo que se concluye la necesidad de fijar la misma fuente de información de la demanda en barras de central para todos los años.

Esta Comisión opina que se debería mantener en el tiempo el criterio para seleccionar el último mes de cierre en el cálculo de la media móvil y la tasa anual correspondiente, así como la fuente de datos de la que se extrae dicha información. El *Boletín de Energía Eléctrica* del mes de septiembre, última información publicada disponible, sería la misma opción que la utilizada en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2003. El efecto total estimado de aplicar el mismo mes de cierre que en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2003 (septiembre) y por mantener la misma fuente de información (*Boletín de Energía Eléctrica*) asciende a **3.238 GWh** menos respecto a la demanda en barras de central de la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2004 (Véase epígrafe 2.3.)

En segundo lugar, en el momento de realizar el presente informe no se ha publicado la Orden Ministerial que desarrolla el procedimiento de pérdidas de transporte y distribución, anunciada en el RD 1432/2002. El coeficiente de pérdidas implícitas de la propuesta de RD aplicado a la demanda en barras de central, para estimar la demanda en consumidor final de 2004, es de un 8,74%.

Dichas pérdidas son inferiores a las consideradas en la propia propuesta para el cierre de 2003 (9,6%) y a las registradas históricamente, como se analiza en el epígrafe 2.3. del presente informe. En el caso de haber aplicado sobre la demanda en barras de central prevista para 2004 un coeficiente de pérdidas implícitas acorde con el valor de cierre en 2003, el efecto, en términos de



demanda en consumidor final para 2004, ascendería a 1.694 GWh menos respecto a la propuesta de RD. Si además de considerar este valor más elevado en el coeficiente de pérdidas se tiene en cuenta el efecto de considerar septiembre como último mes cerrado, según la información del *Boletín de Energía Eléctrica*, el efecto en términos de demanda en consumidor final supone reducir en **4.649 GWh** la demanda en consumidor final de la propuesta de RD para 2004.

Se hace necesario, por tanto, la publicación de dicha Orden que permita determinar de forma reglada la demanda en consumidor final en la propuesta de RD. En su defecto, se considera que la aplicación de un coeficiente de pérdidas del 8,74% está sobrevalorando el consumo, y, por tanto, los ingresos previstos del sistema, teniendo en cuenta el efecto de los costes afectados por la demanda, respecto a valores contrastables en la realidad, por lo que se propondría aplicar el mismo coeficiente que el considerado para el cierre de 2003 en la propia propuesta de RD (9,6%).

Es importante señalar también el efecto que dicha sobrevaloración del consumo y, por tanto, ingresos del sistema tiene sobre las cuotas que se incluyen en la propuesta con cargo a la tarifa eléctrica 2004. Dichas cuotas deberían elevarse, en el sentido en que han sido calculadas sobre la base de unos ingresos del sistema previstos superiores a los que se derivarían de prever para 2004, a una demanda e ingresos del sistema inferiores a los de la propuesta de RD.

- **Costes del sistema**

El RD 1432/2002, en su artículo 4, establece la metodología para calcular los “costes necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro”. Si bien en el epígrafe 4 del presente informe se presenta una



valoración de los costes regulados introducidos en la propuesta de RD, se resumen, a continuación, las incidencias detectadas en el cálculo de los costes del sistema de la propuesta de RD, en relación con las directrices que determinó para ello el RD 1432/2002. No se incluyen los efectos considerados sobre demanda en barras de central y en consumidor final anteriormente mencionados.

a) Coste de generación

- Energía peninsular y extrapeninsular e insular

En el epígrafe 2.3 del presente informe se describe dicha incidencia, consistente en que la generación de régimen especial extrapeninsular e insular (784 GWh) se estaría considerando dos veces en la previsión de demanda en barras de central nacional.

Cobertura de la demanda

El RD 1432/2002, en su artículo 4.2, establece que, a partir de la previsión de la demanda indicada en el artículo 2, el Operador del Sistema realizará la mejor estimación del balance de energía. Sin embargo, en la propuesta de RD no se hace referencia a un escenario de cobertura para establecer, por ejemplo, la generación de los nuevos ciclos combinados.

En el caso particular de la generación de los ciclos combinados, en la propuesta de RD se incluye una estimación de dicha generación para 2004 según los valores de la potencia neta de cada instalación, previendo las nuevas instalaciones y las horas de funcionamiento de cada central para 2004. No parece haberse incluido, según la información que contiene la propuesta de RD, centrales cuya fecha de puesta en funcionamiento está prevista en 2004,



de acuerdo con el “Segundo informe de seguimiento de las infraestructuras referidas en el Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura”.

Por otra parte, hay que señalar el efecto de alcanzar una potencia de 5.000 Mw en ciclos combinados en 2004 a los efectos del Real Decreto 84/2002, de 2 de agosto.

- Precio medio de energía de los ciclos combinados

El artículo 6 del RD 1432/2002, apartado b), indica que el precio medio del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa durante el periodo transitorio, para la energía producida por el resto de instalaciones de producción en régimen ordinario, refiriéndose a la energía generada por las centrales de ciclos combinados, se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas, atendiendo a la información disponible para la determinación del coste de la materia prima de las tarifas del gas, en el ejercicio de que se trate. Sin embargo en la propuesta de RD se presentan siete precios medios aplicables a dichas centrales de ciclo combinado, cuya información no es referenciada en la propuesta de RD.

- Coste del régimen especial

En relación con la congelación de las primas y precios correspondientes a la generación en Régimen Especial se debe poner de manifiesto que se han recibido de los miembros del Consejo Consultivo diferentes interpretaciones jurídicas respecto a la necesidad o no de actualizar dichas primas y precios.

Del mismo modo, en el seno del Consejo de Administración se han puesto de relieve diversas interpretaciones jurídicas respecto a la procedencia legal o no

de la decisión de congelación de las primas y precios del Régimen Especial. También se han realizado diferentes consideraciones de oportunidad y prudencia sobre dicha congelación.

Por otro lado no puede dejar de señalarse que con fecha de hoy, 18 de diciembre de 2003, ha tenido entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía, para la emisión del correspondiente informe, la *“Propuesta de Real Decreto por el que se establece la Metodología para la Actualización y Sistematización del Régimen Jurídico y Económico de la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial”*.

b) Coste de distribución

- *Retribución de la distribución*

La retribución a la distribución para 2004 según la propuesta de RD no incluye ninguna partida de desvío por revisión de la demanda de 2003, de acuerdo con el artículo 7, punto 1, del RD 1432/2002. En el citado artículo se indica que en el caso de que la demanda en consumidor final resultara superior o inferior en un 1% a la prevista, se revisarán las partidas de costes e ingresos que hayan sido afectadas por la variación. En la información que acompaña a la propuesta de RD se estima que dicha variación es del 1,34%.

La demanda en barras de central (incluye demanda en consumo y pérdidas), es una de las variables para fijar la retribución de la distribución de cada año como señala el artículo 20 del RD 2819/1998. Por tanto, por aplicación de revisión en la previsión de la demanda del artículo 7, punto 1, del RD 1432/2002, cabría incluir 19.455 miles de euros más por desvío de la demanda de 2003 en la retribución de la distribución correspondiente a 2004. La forma



de calcular dicho desvío se describe en detalle en el epígrafe 4.2 del presente informe.

- *Margen de distribuidores de la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997*

La propuesta de RD establece en 157.495 miles de euros, resultado de actualizar el margen establecido en la tarifa 2003 (150.253 miles de euros) un crecimiento del 4,82%. Cabe señalar que dicha tasa de variación coincide con el aumento de la demanda de barras de central nacional prevista en la propuesta de RD para 2004 respecto al cierre previsto en 2003, no aportando ninguna otra información respecto al cálculo del margen que define el artículo 4, apartado c), del RD 1432/2002.

c) Gestión comercial con cargo a tarifa

Análogamente a la retribución de la distribución, la aplicación de desvío por demanda correspondiente a 2003 según el artículo 7, punto 1, del RD 1432/2002, llevaría a incluir en la retribución de la gestión comercial prevista para 2004 una cantidad de 1.812 miles de euros por dicha revisión, que no parece incluida en la cuantía de la propuesta de RD.

Para calcular el desvío resultante en la retribución de la gestión comercial se aplicaría la fórmula del artículo 20 del RD 2829/1998 (véase epígrafe 4.3 del presente informe).

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



Comisión
Nacional
de Energía

En la propuesta de RD se calcula la anualidad correspondiente a dichos costes con cargo a la tarifa 2004, aplicando como tipo de interés de referencia el Euribor a tres meses de 2,4% (media de enero a septiembre de 2003).

Sin embargo, la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el RD 1432/2002, 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, indica en su capítulo V que la anualidad correspondiente a cada año, a los efectos de su inclusión en el cálculo de la tarifa correspondiente, se determinará como la cuota total constante anual necesaria para la recuperación el 31 de diciembre de 2010 del importe pendiente de compensación a 31 del ejercicio anterior, utilizando el Euribor a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre anterior al año de la tarifa a determinar.

La aplicación del Euribor a tres meses, media de cotizaciones del mes de noviembre (2,159%) como señala la citada Orden, en lugar del de la propuesta de RD (2,4%), supondría reducir en 2.723 miles de euros la cuantía presentada en la propuesta de RD por la suma de ambos costes.

En el epígrafe 4.6 del presente informe se explica el cálculo de la anualidad correspondiente.

Tarifa media

El artículo 2 del RD 1432/2002 determina que la tarifa media o de referencia se establecerá como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía (incluye todo el



coste de generación del sistema) y la demanda en consumidor final determinada por el Ministerio de Economía.

En la propuesta de RD para 2004, los costes previstos necesarios para 2004, incluyendo desvíos, ascienden a 16.292.890 miles de euros, un 9% superiores a los de la propuesta de RD de 2003 y la demanda en consumidor final a 225.851 GWh, un 7% superior respecto a la propuesta de RD en 2003. En consecuencia, la tarifa media prevista para 2004 es de 7,2140 c€/kWh, lo que supone un aumento del 1,81% respecto a la tarifa media de la propuesta de RD de 2003.

2.2.2. Revisión de las previsiones de años anteriores

El artículo 7 del RD 1432/2002 presenta la siguiente novedad respecto al marco tarifario aplicado hasta entonces:

“En el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en los casos siguientes:

- 1. Si la demanda en consumidor final resulta superior o inferior en un 1% a la prevista. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.*
- 2. Si el tipo de interés resulta superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. En este caso se revisarán los costes considerados de transporte y, en su caso, de distribución y gestión comercial en la previsión de tarifas.*
- 3. Si el sobrecoste de las primas del régimen especial resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.*



4. Si el precio del gas resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisará el coste de generación de las instalaciones a las que hace mención el párrafo b) del artículo 6.

En definitiva, el RD 1432/2002 contempla la posibilidad de realizar revisiones de las previsiones en los dos años anteriores, únicamente en los casos anteriormente señalados, para ser trasladados a la tarifa media del año de la propuesta de RD, si bien según se recoge en el artículo 8, punto 3, del RD 1432/2002, de la aplicación de los criterios de revisión no podrá derivarse una variación al alza superior al 0,6%, de la variación de la tarifa media.

No obstante, dicho RD no establece una metodología de aplicación de las revisiones que, en su caso, corresponda realizar en la tarifa de cada año, destacando como problema básico para calcular dichas revisiones, la falta de información definitiva, en el momento de realizar la propuesta de RD, sobre las variables de revisión del año corriente, en este caso, las correspondientes a 2003.

Según el artículo 7 del RD 1432/2002, en el ejercicio tarifario 2004 cabría la revisión de previsiones en los dos años anteriores, esto es, correspondientes a 2002 y a 2003, si bien se considera que aunque el RD no lo diga explícitamente, no tendría efecto la revisión de las previsiones correspondientes a 2002 debido a que el propio RD 1432/2002 establece como concepto de coste con cargo a la tarifa media o de referencia los desajustes de años anteriores a 2003.

Esta Comisión opina que, por ser el presente ejercicio tarifario el primero en el que tendría lugar el cálculo de dichas revisiones en las previsiones de 2003, que en su caso, deberían ser aplicadas con cargo a la tarifa eléctrica de 2004,



Comisión
Nacional
de Energía

es preciso fijar una metodología de cálculo y aplicación de dichas desviaciones que permanezca estable en futuros ejercicios tarifarios.

Alternativas de revisión de previsiones contempladas en el artículo 7 del RD 1432/2002

El RD 1432/2002 introduce, por primera vez desde que fue establecido el marco tarifario de la Ley 54/1997, la posibilidad de revisar las previsiones de dos años anteriores en las variables señaladas, siempre bajo ciertas condiciones y hasta un máximo permitido.

El principal problema en el cálculo de los desvíos es la falta de información definitiva sobre las variables de revisión del ejercicio tarifario, en el momento de realizar la propuesta de RD de tarifa eléctrica para el año siguiente.

Para evitar la incertidumbre sobre los valores definitivos de las citadas variables, se podrían establecer revisiones en las variables en el segundo año del cálculo de la tarifa. Es decir, según esta posibilidad, en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2004, debido a que no se consideran los “desvíos” correspondientes a 2002, los primeros desvíos corresponderían a 2003. Según esta primera alternativa, dichos desvíos deberían ser calculados y, en su caso aplicados, con cargo a la tarifa de 2005 –no antes-, fecha en la que los valores de las variables de revisión correspondientes a 2003 serán definitivos.

La principal ventaja de esta alternativa consistiría en que el cálculo de los desvíos se haría sólo una vez (en 2005) y con los valores definitivos de todas las variables a aplicar. El principal inconveniente de esta alternativa es el efecto financiero que conllevaría no trasladar los desvíos correspondientes hasta dos años después de cada ejercicio tarifario.



Alternativamente, mitigando el efecto financiero de no revisar las previsiones hasta pasados dos años en cada ejercicio tarifario, se podrían aplicar desvíos provisionales ya en el primer año, y una revisión definitiva de dichos desvíos en el segundo año, una vez que sean conocidos los valores definitivos de las variables de revisión.

El principal inconveniente de aplicar esta segunda alternativa consistiría en la incertidumbre del cálculo y, en su caso, aplicación de los desvíos en el primer año. Por el contrario, esta opción permitiría compensar, al menos parcialmente, el efecto financiero que supone trasladar íntegramente dichos desvíos pasados dos ejercicios tarifarios siguientes.

En consecuencia, se considera que es preferible esta segunda alternativa, esto es, iniciar el cálculo y aplicación de desvíos en cada ejercicio, a pesar del valor provisional de dichas revisiones, que deberían corregirse en el siguiente ejercicio, una vez que sean conocidos los valores definitivos de las variables de revisión. Esta es la opción aplicada en la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2004.

No obstante lo anterior, es importante señalar que la corrección que se haga de los desvíos provisionales realizados en un año respecto a los valores definitivos de dichos desvíos en el año siguiente, tendrán un efecto sobre la limitación máxima del 0,6% en el ejercicio tarifario del año siguiente. En este sentido, en cada ejercicio tarifario se tendría que considerar un orden de precedencia entre el desvío definitivo de los dos años anteriores (es decir, la aplicación de la corrección de desvíos aplicados provisionalmente en el año anterior) y, en su caso, el correspondiente desvío provisional sobre la previsión de cierre del ejercicio anterior, habida cuenta de la limitación de la variación máxima del 0,6%.



Comisión
Nacional
de Energía

Debido a la incertidumbre que conlleva la revisión de variables con valores provisionales, se hace necesario determinar criterios estables en el tiempo de afectación de las variables de revisión.

Definición e imputación de la revisión de las previsiones.

En cuanto al cálculo de las posibles revisiones de las previsiones del ejercicio tarifario 2003, de acuerdo con el artículo 7 del RD 1432/2002, se tendrían que definir los siguientes aspectos.

a) Variables de revisión

En primer lugar, se tendría que determinar explícitamente cuáles son las variables sobre las que se calcularán las revisiones, el periodo de cálculo y la fuente de datos utilizada, manteniendo dichos conceptos estables en las revisiones a realizar en cada periodo tarifario, lo que podría presentarse previamente al ejercicio tarifario por Resolución del Secretario de Estado o por Resolución de la DGPEM, de la misma forma en que se publican las variables macroeconómicas como el IPC y los tipos de interés utilizados para calcular la retribución del transporte.

Según la información que acompaña a la propuesta de RD (Cuadro *Desvíos correspondientes a 2003*), se han tenido en cuenta las siguientes variables de revisión.

- **Demanda en consumidor final de cierre para 2003**

Asciende a 213.856 GWh, resultado de aplicar un coeficiente de pérdidas de 9,6% a la demanda en barras de central de cierre de 2003, obtenida como la



suma de 12 meses en los términos señalados en el punto anterior de este informe. Esta demanda en consumidor final de cierre de 2003 sobre la prevista en la propuesta de RD de 2003 (211.024 GWh) supone un desvío de 1,34% de variación, superior al umbral establecido en el RD 1432/2002 del 1%, por lo que procedería la revisión de los ingresos y costes afectados por la demanda.

Cabe señalar que de haberse mantenido el coeficiente de pérdidas considerado en la propuesta de RD 2003, la demanda en barras de central de cierre de 2003 hubiera arrojado una demanda de cierre en consumo de 215.472 GWh. En consecuencia, se opina que es preferible aplicar un coeficiente de pérdidas acorde con lo observado en la realidad (9,6%) en lugar de mantener el valor reducido de las mismas del 8,7%, lo que introduce una sobrevaloración de los consumos y, por tanto, de los ingresos del sistema, netos de costes.

Una vez más, cabe señalar que dicho coeficiente de pérdidas debería ser resultado del desarrollo pendiente de la Orden de pérdidas de transporte y distribución, que fuera anunciada en el RD 1432/2002.

- **Tipo de interés**

El tipo de interés considerado para el cierre de 2003 en la propuesta de RD (4,96%) es el tipo de interés de Obligaciones del Estado a 10 años del mercado secundario (operaciones entre titulares. Mercado al contado), valor promedio en el periodo de enero a diciembre de 2002. La fuente utilizada es el *Banco de España*.

El tipo de interés que se utiliza en la propuesta de RD para calcular la correspondiente revisión contemplada en el artículo 7 del RD 1432/2002, coincide con el tipo de interés que quedó definido para calcular la tasa de



retribución de la inversión del transporte en la *Resolución de 5 de marzo de 2003 de la DGPEM por la que se fija el valor de la tasa de retribución del transporte de energía eléctrica (Tr_n) del RD 2819/1998*". El valor de dicho tipo de interés correspondiente a 2003 fue proporcionado por *Escrito de la DGPEM sobre parámetros macroeconómicos a utilizar en los cálculos previos a la determinación de la tarifa eléctrica de 2004*, de 7 de noviembre de 2003.

Dicho tipo de interés de cierre de 2003, proporciona una variación de 6 puntos básicos menos que el tipo de interés previsto en la propuesta de RD de 2003 (5,02%), por lo que no procede aplicar la revisión sobre la previsión de dicha variable, en la medida que el umbral de revisión viene dado por 50 puntos básicos.

Se propone incluir el valor de dicha variable de tipo de interés para el cálculo de la revisión correspondiente que contempla el artículo 7 del RD 1432/2002, en una Resolución del Secretario de Estado o Resolución de la DGPEM en que se publiquen los parámetros macroeconómicos que se utiliza en los cálculos de la tarifa eléctrica de cada año.

- **Sobrecoste de las primas del régimen especial**

En la propuesta de RD se incluye como sobrecoste del régimen especial para el cierre previsto de 2003 una cantidad de 1.051.663 miles de euros. Dicha cantidad fue remitida provisionalmente el 12 de noviembre de 2003 por esta Comisión de acuerdo con la petición de datos provisionales de retribución del transporte y régimen especial, por carta de la DGPEM, el 14 de octubre de 2003.

El cálculo de dicha cantidad se explica en el epígrafe 4 del presente informe.

La variación a aplicar en la tarifa media de 2004 que presenta la propuesta de RD se calcula, según información que acompaña a la propuesta de RD, comparando la energía de RE por el precio medio previsto en la tarifa eléctrica 2003 de la energía de RE menos 3,6061 cent€/kWh, comparado con la revisión de sobrecoste de la CNE. Esta variación (13,99%) supera el umbral contemplado en el artículo 7 del RD 1432/2002 (5%) por lo que procede revisar dicha variable y aplicar el desvío correspondiente.

- **Precio del gas**

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de RD, el desvío del año 2003 correspondiente al precio del gas se ha calculado comparando los datos de la Tarifa de venta de gas natural, grupo 1 Interrumpible, del periodo comprendido entre el 19.2.02 y 15.10.02 con los datos del periodo comprendido entre el 21.1.02 y 15.10.03.

Dichos valores se muestran en el siguiente cuadro, donde se observa que la variación registrada entre el dato de cierre y el dato considerado en la tarifa 2003, es un 2,31%. Por tanto, al ser dicha variación inferior al 5%, no procede aplicar revisión ni aplicación de desvío en el coste de generación de los ciclos combinados previsto para 2004.

Desvíos año 2003 por el Precio del gas

| | Tarifa 2003 | Dato Real | % Variación 03/02 |
|---|-------------|-----------|-------------------|
| Estimación precio del gas Propuesta de RD (cent€/kWh) | 1,43720 | 1,47043 | 2,31% |

Fuente: Propuesta de RD

No obstante, desde esta Comisión se plantean una serie de consideraciones al respecto.

En primer lugar, los periodos de aplicación de las tarifas de venta como estimación del precio del gas, según la información que acompaña la propuesta de RD y, en particular, la tarifa de venta interrumpible, no se corresponden exactamente con las fechas de actualización de la tarifa de venta de gas natural.

Cabe señalar que, en las Ordenes ECO/302/2002, de 19 de febrero y ECO/31/2003, de 16 de enero, se establece que los nuevos precios de las tarifas de venta de los combustibles gaseosos por canalización se fijarán anualmente, como resultado de la actualización de los parámetros que constituyen la tarifa media y coincidiendo con la actualización del coste de la materia prima (Cmp) del mes de enero.

Igualmente, se establece que el Cmp, se calculará trimestralmente, en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año. Además, en dichas Ordenes se especifica que la tarifa media se modificará, siempre que las variaciones del coste unitario de la materia prima (Cmp) experimente una modificación, al alza o a la baja, superior al 2 por 100 del valor del Cmp, incluido en las tarifas vigentes.

En el siguiente cuadro se muestra la información de la propuesta de RD sobre dicha variable. Se observa que el precio de gas de la tarifa 2003 se corresponde con el promedio de las tarifas 1 Interrumpible publicadas en el año 2002 (1,43720 cent€/kWh). Sin embargo, el precio correspondiente al dato de cierre de 2003 (1,47043 cent€/kWh) no coincide con el promedio de las tarifas 1 Interrumpible que se han publicado en el año 2003.

Tarifa 1 Interrumpible (cent€/kWh). Años 2002 y 2003

| AÑO 2002 | | AÑO 2003 | | % variación 2003/2002 |
|---|-----------------------------|---|-----------------------------|--------------------------|
| Periodos de aplicación de las tarifas de venta | Tarifa 1 int (cent€/kWh) | Periodos de aplicación de las tarifas de venta | Tarifa 1 int (cent€/kWh) | |
| 19/02/2002 - 15/07/02 | 1,3533 | 21/01/03 - 14/04/03 | 1,5139 | |
| 16/07/2002 - 21/10/02 | 1,4252 | 15/04/03 - 14/07/03 | 1,4848 | |
| 22/10/2002 - 20/01/03 | 1,5331 | 15/07/03 - 19/01/04 | 1,3909 | |
| Promedio | 1,43720 | Promedio | 1,46320 | 1,81% |
| Propuesta de RD (1) | 1,43720 | Propuesta de RD (1) | 1,47043 | 2,31% |

(1) Dato incluido en el expediente de tarifa 2004 del Mineco

Dado que la actualización de las tarifas de venta están sujetas a la evolución del Cmp y, por tanto, los periodos de vigencia de cada tarifa publicada no son siempre coincidentes, se propone desde esta Comisión ponderar cada valor de las tarifas por los días de vigencia de las mismas. El resultado de dicha propuesta se muestra en el siguiente cuadro, donde se observa que en este caso la variación del precio del gas es únicamente un 1,39% frente al 2,31% de la Propuesta de RD. Según esta alternativa tampoco procedería revisar la previsión del precio del gas ni el cálculo de los correspondientes desvíos en el coste de generación de los ciclos combinados.

Debido a que la última fecha de publicación de la Resolución, si procede, de revisión de tarifas de venta de gas natural por variaciones del Cmp, es en octubre del año de cierre, se propone calcular el precio medio de venta según los días de vigencia en el año, y que dicho valor sea incluido en la Resolución del Secretario de Estado o en la Resolución de la DGPEM sobre parámetros macroeconómicos a utilizar en los cálculos previos a la determinación de la tarifa eléctrica de cada año.

**Tarifa 1 Interrumpible (cent€/kWh) ponderada por días de aplicación.
Años 2002 y 2003**

| AÑO 2002 | | | | AÑO 2003 | | | | % variación 2003/2002 |
|---|------------------------------|------------------------------------|--|---|------------------------------|------------------------------------|--|--------------------------|
| Periodos de aplicación de las tarifas de venta | Tarifa 1 Int. (cent€/kWh) | Días en vigor de cada precio | Precios ponderados de cada periodo | Periodos de aplicación de las tarifas de venta | Tarifa 1 Int. (cent€/kWh) | Días en vigor de cada precio | Precios ponderados de cada periodo | |
| 19/02/2002 - 15/07/02 | 1,3533 | 146 | 0,5933 | 21/01/03 - 14/04/03 | 1,5139 | 83 | 0,3481 | |
| 16/07/2002 - 21/10/02 | 1,4252 | 97 | 0,4151 | 15/04/03 - 14/07/03 | 1,4848 | 90 | 0,3702 | |
| 22/10/2002 - 20/01/03 | 1,5331 | 90 | 0,4144 | 15/07/03 - 19/01/04 | 1,3909 | 188 | 0,7243 | |
| TOTAL | | 333 | 1,42284 | TOTAL | | 361 | 1,44259 | |
| | | | | | | | | |

Fuente: ME

Cabe señalar que si bien la mayor parte de los ciclos combinados se encuentran en el mercado liberalizado, en cuyo caso la mejor estimación del precio del gas sería el dato resultante de la agregación del ATR y el coste estimado del gas (p.e. Cmp), esta Comisión considera adecuado la aproximación del valor del precio del gas con la tarifa de venta Interrumpible del Grupo 1, en la medida en que proporciona mayor sencillez en el cálculo de los desvíos por esta variable.

No obstante, quedaría por establecer la relación entre esta variable del precio del gas considerado en la revisión (tarifa de venta de gas) y el precio medio de producción a considerar en la determinación de la tarifa eléctrica según el artículo 6, apartado b) del RD 1432/2002, para la energía producida por las instalaciones de producción en régimen ordinario no incluidas del apartado a) de dicho artículo.

En dicho artículo se indica que el citado precio medio 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. No obstante, se desconoce la forma en que



se trasladará, si procede, el efecto de revisar la tarifa de venta interrumpible (dicho precio incluye el Cmp, ATR y costes de compra venta y de distribución a tarifa) con el precio medio de producción considerado en la propuesta de tarifas para dichas instalaciones.

En consecuencia, se propone establecer una ponderación fija de la participación del coste del gas respecto al precio medio, para trasladar las variaciones del primero si procediera calcular desvío. En este sentido, cabe señalar, según información de las empresas, el porcentaje que representa el coste del gas en el coste medio total de producción eléctrica, excluyendo los costes de inversión, de los ciclos combinados está comprendido en el intervalo (86% - 88%).

b) Cálculo de revisiones

Según la información de la propuesta de RD, las variables a revisar en 2003, con cargo a la tarifa media de 2004, por superar los umbrales establecidos en el artículo 7 del RD 1432/2002, serían la variación de la demanda en consumidor final y el sobrecoste del régimen especial.

Un segundo aspecto que debería quedar determinado, en aras de proporcionar la estabilidad regulatoria necesaria, es si las revisiones provisionales que se calculen en el primer ejercicio tarifario deberían establecerse de acuerdo con una metodología sencilla basada en valores globales, sin tener en cuenta efectos de la composición de la demanda o si, por el contrario, a pesar de que dichas revisiones sean provisionales, debería estimarse el mejor cierre posible del ejercicio, esto es, teniendo en cuenta la composición de la demanda. En cualquier caso, una vez definidas cualquiera de las dos opciones se considera necesario mantener dicho criterio en todos los ejercicios tarifarios.



Mientras que en el caso de revisión, si hubiera sido el caso, del tipo de interés o del precio del gas, la definición de las variables sobre las que se efectúa la revisión es la única cuestión relevante para calcular las variaciones en las variables, en el caso de las revisiones de la demanda en consumidor final y del sobrecoste de régimen especial es esencial establecer si se considerará, además de las diferencias en la demanda en consumo y en la energía generada en régimen especial totales, respectivamente, el efecto composición de los consumos y de las instalaciones de generación, en cada caso.

Considerar el efecto composición, bien de los consumos por grupos tarifarios en la demanda en consumidor final, bien de la generación de régimen especial según cada tipo de instalación, podría ser considerado como la mejor previsión de cierre de 2003. Sin embargo, complicaría el cálculo de desvíos, cuya aplicación no deja de ser respecto a valores provisionales.

En consecuencia, se opina que una opción más sencilla del cálculo de las desviaciones de la demanda y del sobrecoste del régimen especial que no tenga en cuenta el mencionado efecto composición, si bien no proporciona la mejor previsión posible del cierre de dichas variables, simplifica la operatividad del cálculo de los desvíos en cada ejercicio tarifario. Por otra parte, cabe subrayar el carácter de provisionalidad de dichos ajustes y su corrección definitiva de acuerdo con valores “de cierre” que se efectuará en la segunda revisión.

En este sentido, se considera que para que el sobrecoste del régimen especial se tome como punto de partida el cálculo de dicho sobrecoste de régimen especial en la propuesta de RD de 2003 y que en el cálculo del cierre de 2003 se tenga en cuenta, únicamente, el efecto de la mayor cantidad de energía de régimen especial prevista en el cierre de 2003, manteniendo el resto de variables.



Análogamente, utilizando el mismo criterio, para calcular los ingresos afectados por la revisión de la variación en demanda en consumidor final en el cálculo del cierre de 2003, se aplicaría el producto de la tarifa media de 2003 por la diferencia de consumo global estimado en el cierre de 2003 respecto a la propuesta de RD de 2003.

c) Aplicación de revisiones respecto a los umbrales de revisión que establece el RD 1432/2002

Un tercer aspecto es el relativo a la forma de aplicar las revisiones sobre los ingresos y/o costes afectados. Una posibilidad podría consistir en la aplicación de las revisiones, únicamente por la parte que supere (por exceso o defecto) los umbrales establecidos en el artículo 7 del RD 1432/2002, que es lo que se aplica en la propuesta de RD.

Una segunda opción consistiría en aplicar, si se superan, por exceso o defecto, dichos umbrales, la totalidad del impacto. Esta segunda opción- aplicar la revisión íntegramente si se superan por exceso/defecto los umbrales establecidos – sería análogo a cómo se traslada la revisión del Cmp en las tarifas de venta de suministro de gas natural trimestralmente, si procede (si supera el Cmp una variación del 2% de subida o bajada).

Esta Comisión entiende, debido a la redacción del RD donde se refiere a variación y no al exceso sobre las variaciones incluidas en dicho RD, que sólo cabría la aplicación de los desvíos, trasladando el efecto íntegramente de dichas revisiones, y no únicamente sobre el exceso de los porcentajes establecidos en el RD 1432/2002, como se ha efectuado en la propuesta de RD.



d) Traslado de revisiones de demanda al coste de distribución/gestión comercial de 2004 como desvíos de 2004

Por último, es importante aplicar la revisión de la demanda en consumidor final, en el caso de que proceda, a la distribución y la gestión comercial previstos para 2004.

De la información de la propuesta de RD se observa que no se han considerado los correspondientes desvíos en la retribución de la distribución y de la gestión comercial, que también serían afectados por dicha variación de acuerdo con el artículo 20 del RD 2819/1998.

En el siguiente cuadro se comparan los desvíos de la propuesta de RD y los resultantes de aplicar el contenido de lo propuesto en el presente epígrafe.

En conclusión, la propuesta de RD es su artículo 1, punto 7, establece que el desvío resultante por la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003, asciende a 61.864 miles de euros, desglosado en -21.051 miles de euros en concepto de corrección de demanda en consumidor final y +82.915 miles de euros en concepto de sobrecoste de las primas de régimen especial, mientras que de lo comentado a lo largo del epígrafe 2.2.2. se estiman que deberían ser consideradas las cantidades incluidas en el siguiente cuadro por dichos desvíos.

Cabe señalar que de aplicarse los criterios comentados anteriormente por esta Comisión, la variación adicional por desvíos pasaría del 0,39% de la propuesta

de RD a 0,32%, considerando íntegramente los desvíos provisionales aplicables a 2003.

Aplicación del artículo 7 del RD 1432/2002, revisión de las previsiones de años anteriores. MINECO vs CNE

SEGÚN MINECO

| | TARIFA 2003 | DATO REAL | VARIACIÓN | LIMITACIÓN R.D. | DESVÍOS | CORRECCIÓN | EFECTO |
|----------------------------------|-------------|-----------|-----------|-----------------|---------|------------|---------------|
| | GWh | GWh | GWh | % | | % | Miles de € |
| Demanda en consumidor final | 211.024 | 213.856 | 1,34% | 1,0% | SI | 0,34% | -21.051 |
| Sobrecoste Primas R.E. (Miles €) | 922.617 | 1.051.663 | 13,99% | 5,0% | SI | 8,99% | 82.915 |
| Total | | | | | | | 61.864 |

SEGÚN CNE

| | TARIFA 2003 | DATO REAL | VARIACIÓN | LIMITACIÓN R.D. | DESVÍOS | CORRECCIÓN | EFECTO |
|------------------------------|-------------|-----------|-----------|-----------------|---------|------------|---------------|
| | GWh | GWh | GWh | % | | % | Miles de € |
| Demanda en consumidor final | 211.024 | 213.856 | 1,34% | 1,0% | SI | 1,34% | -51.068 |
| - Ingresos | | | | | | | -200.627 |
| - Coste de generación | | | | | | | 128.291 |
| - Coste de distribución | | | | | | | 19.455 |
| - Coste de gestión comercial | | | | | | | 1.812 |
| Sobrecoste Primas R.E. | 922.740 | 1.025.181 | 11,10% | 5,0% | SI | 11,10% | 102.441 |
| Total | | | | | | | 51.373 |

Incremento tarifa media o de referencia necesario 0,32%

2.2.3. Límite máximo al crecimiento de la tarifa media, de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso para 2004

El artículo 8 del RD 1432/2002 fija los límites máximos de aumento anual de la tarifa media o de referencia. En particular, la tarifa media sin considerar revisión de las previsiones del artículo 7 del citado RD, no podrá ser superior al 1,4%.

Así mismo, el efecto de la revisión de las previsiones, una vez establecida la variación de la tarifa media, podrá suponer una variación adicional al alza de hasta el 0,6%, o la que corresponda a la baja.

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

En cualquier caso, en la Exposición de motivos del RD 1432/2002 se establece que si la evolución de tarifas integrales y de acceso resultara positiva, la subida nunca superará el 2%.

La propuesta de RD sobre tarifa eléctrica 2004, en su Exposición de motivos establece que el incremento promedio de la tarifa media o de referencia para la venta de energía eléctrica se fija en un 1,81% para 2004 sobre la que entró en vigor el 1 de enero de 2003.

El párrafo segundo, punto 2, del artículo 8 del RD 1432/2002 determina que si en el caso de aplicar una hipótesis de recuperación lineal de CTC se apreciara que el saldo pendiente de cobro de CTC a 31 de diciembre de 2010 no fuera igual a cero, el Gobierno en el cálculo de la tarifa eléctrica media considerará un incremento igual al 1,4%.

A partir del saldo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2003 se ha calculado la anualidad correspondiente de CTC, utilizando el Euribor a tres meses del 2,40% del Escrito de la DGPEM de 7 de noviembre de 2003 referente a parámetros macroeconómicos a utilizar en los cálculos previos a la determinación de la tarifa eléctrica de 2004. La anualidad de CTC que correspondería aplicar con cargo a la tarifa eléctrica 2004 excede de la considerada en la propuesta de RD, lo que se justificaría por la aplicación del tope legal 1,4% según el citado artículo.

Cabe destacar que este incremento total de la tarifa media para 2004 del 1,81% incluye una variación del 0,39% adicional de la tarifa media sobre el límite inicial del 1,4% debido a la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del RD 1432/2002, y una variación del 0,02% adicional por la operación del sistema extrapeninsular, como consecuencia de las modificaciones en la normativa específica, según lo establecido en el artículo 8, punto 4, del RD 1432/2002.

En primer lugar, respecto a la inclusión en la propuesta de RD del 0,02% adicional de variación de la tarifa media o de referencia motivado por los nuevos costes a considerar al Operador del Sistema por la operación del sistema extrapeninsular, cabe señalar que, en el momento de realizar la propuesta, no ha habido un cambio en la normativa específica por la que se regula los sistemas extrapeninsulares e insulares. Tal y como justifica la propia propuesta de RD, la compensación extrapeninsular e insular (243.586 miles de euros) es provisional “hasta tanto se desarrolle su régimen singular reglamentariamente de acuerdo con la Ley 54/199, del Sector Eléctrico y modificaciones posteriores”.

En consecuencia, si se considerara conveniente retribuir al Operador del Sistema por su actividad de operación del sistema extrapeninsular con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, dicha retribución podría incluirse en el cálculo de la variación máxima de la tarifa media del 1,4%, pero no como una variación adicional motivada por el punto 4 del artículo 8 del RD 1432/2002, debido a que no hay modificación en la regulación específica de los sistemas extrapeninsulares e insulares en la actualidad que justifique dicha imputación adicional a la variación promedio del 1,4%.

En segundo lugar, respecto a la variación adicional sobre el incremento del 1,4% de la tarifa media motivada por la revisión en las previsiones señalada en



el artículo 7 del RD 1432/2002, como se ha analizado a lo largo del presente epígrafe del informe, correspondería proponer por dichos desvíos una variación adicional en la tarifa media del 0,32% en lugar del 0,39% incluido en la propuesta de RD, debiendo revisar, en consecuencia, los términos de potencia y de energía de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD..

En tercer lugar, cabe señalar que según la información que acompaña a la propuesta de RD, los costes por los desvíos de la aplicación del artículo 7 del RD 1432/2002, no se han incluido en el cuadro de costes de acceso de la propuesta (Véase *Cuadro porcentajes sobre peajes tarifa 2004* de la propuesta de RD). La no incorporación de los desvíos como costes de acceso supondría, en el caso extremo en que todos los consumidores fueran al mercado, que no se recuperarían dichos desvíos por no estar incluidos en los costes de acceso y, por tanto, en las tarifas de acceso que deberán pagar los consumidores que acudan al mercado. Por otra parte, el artículo 8, punto 5, del RD 1432/2002 señala que la variación de la tarifa media se distribuirá entre las distintas tarifas de acceso e integrales, por lo que necesariamente deberían incluirse dichos desvíos como costes para establecer tarifas de acceso.

Por último, respecto a la consistencia entre la limitación máxima a la variación de la tarifa media establecida en el RD 1432/2002 y la recuperación de los costes del sistema previstos para 2004, cabe señalar lo indicado en el informe 16/2002 de esta Comisión sobre la propuesta de RD de metodología. En particular, en dicho informe se manifestaba que:

“Ahora bien, las diferentes variables que inciden en la determinación de los costes e ingresos pueden influir en el cumplimiento del principio de suficiencia económica. Debe entenderse que los análisis económicos que preceden a la propuesta que se informa, parten de la hipótesis de que en el periodo considerado habrá mecanismos de mayor eficiencia de los mercados que



Comisión
Nacional
de Energía

garanticen la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes. En el supuesto de que así no ocurriera, deberían adoptarse en su momento las disposiciones adecuadas a tal fin.”

2.3. Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos

2.3.1. Previsión de la demanda en la propuesta RD

La información aportada por el Ministerio de Economía correspondiente a la propuesta de RD incorpora una previsión de demanda nacional en barras de central para el año 2004 de 245.597 GWh, lo que representa un crecimiento del 4,82% respecto al cierre previsto para 2003 en dicha propuesta de RD.

Según esta misma fuente de información, la demanda en consumidor final para el año 2004 asciende a 225.851 GWh, resultado de aplicar el mismo coeficiente medio de pérdidas implícitas que en 2003, esto es, el 8,74%.

En el siguiente cuadro se resume la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa 2004 referente a las previsiones de cierre de 2003 y 2004, tanto en términos de demanda nacional en barras de central como de demanda en cliente final.

Previsiones de demanda de la propuesta RD 2004

| Propuesta RD 2004 | | | |
|--------------------------------|---|----------------|--------------|
| | Previsión Cierre 2003 (últimos doce meses) | Previsión 2004 | |
| | GWh | GWh | Δ % |
| Demanda b.c | 234.311 | 245.597 | 4,82% |
| Peninsular (1) | 221.433 | 231.663 | 4,62% |
| Extrapeñinsular (2) | 12.878 | 13.934 | 8,20% |
| Demanda en c.f. (3) | 213.856 | 225.851 | 5,61% |
| Peninsular | | | |
| Extrapeñinsular | | | |
| Pérdidas implícitas (%) | 9,6% | 8,7% | |

Fuente: Información que acompaña a la propuesta RD 2004

- (1) Datos del Balance diario de REE a 31 de octubre de 2003 para 365 días
- (2) Datos del Boletín Estadístico de Energía Eléctrica Septiembre 2003
- (3) Previsión de cierre 2003 tenida en cuenta para cálculo de desvíos.

El artículo 3 del RD 1432/2002 establece que *“la demanda se calculará aplicando la variación real de la demanda de cada sistema peninsular, insular y extrapeñinsular en el año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, sobre el consumo real en este mismo año móvil, teniendo en cuenta las pérdidas de transporte y distribución, que se calcularán mediante un procedimiento que se establecerá por Orden ministerial. “*

Según la información que acompaña a la propuesta de RD, la demanda nacional en barras de central es el resultado de agregar las demandas en barras de central peninsular y extrapeñinsular. Por una parte, para obtener la demanda en barras de central peninsular se ha aplicado a la demanda peninsular en barras de central de los últimos doce meses la tasa de variación observada en ese mismo año móvil, según datos obtenidos del Balance diario de REE a 31 de octubre de 2003. Por otra parte, para establecer la demanda extrapeñinsular en barras de central se ha optado por aplicar la tasa de



Comisión
Nacional
de Energía

variación observada en los doce últimos meses a la demanda en barras de central de ese mismo periodo, según datos obtenidos del Boletín Estadístico de Energía Eléctrica a Septiembre de 2003. Por último, para obtener la demanda en consumidor final, se han considerado unas pérdidas medias del 8,74%, mismo coeficiente aplicado en la propuesta de RD 2003, pero diferente al coeficiente de pérdidas implícito (9,6%) en la previsión de cierre 2003 de la propuesta de RD 2004.

En primer lugar, cabe señalar que, según la información que acompaña a la propuesta de RD, para establecer la demanda peninsular en barras de central se ha tomado la información correspondiente al Balance diario de REE a 31 de octubre de 2003, mientras que para determinar la demanda extrapeninsular en barras de central se han utilizado los datos del Boletín Estadístico de Energía Eléctrica de septiembre 2003. Es decir, para establecer la demanda nacional en barras de central, se están teniendo en cuenta dos fuentes de información distintas en momentos del tiempo diferentes.

Al respecto, esta Comisión considera que se debe mantener un criterio uniforme en todas las propuestas de RD de tarifas en cuanto al último mes cerrado y a la fuente de datos empleada para establecer la demanda en barras de central.

En este sentido, en la propuesta de RD 2003, se aplicó la media móvil a septiembre teniendo en cuenta la información disponible en el Boletín Estadístico de Energía Eléctrica a septiembre de 2002 para establecer la demanda en barras de central de 2003. De haberse aplicado el mismo criterio para establecer la demanda en barras de central para 2004, ésta hubiera sido inferior en 3.238 GWh a la considerada en la propuesta de RD.



Previsión de demanda en barras de central 2004 de la propuesta de RD

| Demanda en barras de central | | | |
|--------------------------------|---|----------------|--------------|
| | Previsión Cierre 2003 (últimos doce meses) | Previsión 2004 | |
| | GWh | GWh | Δ % |
| Propuesta RD 2004 (A) | 234.311 | 245.597 | 4,82% |
| Peninsular | 221.433 | 231.663 | 4,62% |
| Extrapeñinsular | 12.878 | 13.934 | 8,20% |
| Boletín Estadístico (B) | 232.307 | 242.360 | 4,33% |
| Peninsular | 219.429 | 228.426 | 4,10% |
| Extrapeñinsular | 12.878 | 13.934 | 8,20% |
| Diferencia (A) - (B) | 2.004 | 3.238 | |
| Peninsular | 2.004 | 3.238 | |
| Extrapeñinsular | 0 | 0 | |

Fuentes:

ME - Información que acompaña la propuesta RD

REE - Demanda en barras de central, Boletín Estadístico de Energía Eléctrica

En segundo lugar, es igualmente importante señalar que, dado que no se ha publicado la anunciada Orden ministerial por la que se establecerá el procedimiento de cálculo de las pérdidas de transporte y distribución, en la propuesta de RD se aplica el mismo coeficiente de pérdidas implícitas que en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2004, esto es, un 8,7%.

En el siguiente cuadro se muestran las pérdidas implícitas anuales según información registrada en el periodo 1998-2002, obtenidas como resultado de comparar la demanda en barras de central y la demanda en consumidor final.



Evolución de las pérdidas implícitas vs propuesta RD 2004

| | Pérdidas implícitas | | |
|------|---------------------|--------------|--------------|
| | Nacionales | Peninsulares | Extrapeñins. |
| 1998 | 9,5% | 9,3% | 12,4% |
| 1999 | 9,8% | 9,6% | 12,2% |
| 2000 | 9,8% | 9,7% | 11,6% |
| 2001 | 10,3% | 10,2% | 11,5% |
| 2002 | 9,3% | 9,2% | 11,0% |

| Propuesta RD 2004 | | | |
|-------------------|------|----|----|
| 2003 | 9,6% | ND | ND |
| 2004 | 8,7% | ND | ND |

Fuentes:

ME - Información que acompaña la propuesta RD

REE - Demanda en barras de central, Boletín Estadístico de Energía Eléctrica

CNE - Demanda en consumidor final, Base de Datos de Liquidaciones.

(*) La demanda en consumo extrapeninsular no incluye el consumo correspondiente a Ceuta y Melilla.

En definitiva, cabe señalar, por una parte, la no publicación de la Orden ministerial de pérdidas y, por tanto, el incumplimiento del cálculo de la demanda en consumidor final para 2004 en los términos del RD 1432/2002. Por otra parte, a la vista de las pérdidas implícitas registradas históricamente, se considera que el coeficiente de pérdidas implícitas incluido en la propuesta de RD está infravalorado.

En consecuencia, habida cuenta de la evolución histórica de los coeficientes de pérdidas implícitas, se opina que las previsiones de demanda en consumo correspondientes a 2004 de la propuesta de RD podrían estar sobrevaloradas, lo que puede dar lugar a que la previsión de ingresos sea inferior a la prevista en la propuesta de RD. La aplicación del mismo coeficiente de pérdidas que el considerado para el cierre de 2003 (9,6%) permitiría valorar este exceso de consumo en 1.694 GWh.

En tercer lugar, indicar que se han observado una serie de inconsistencias en la información que acompaña a la propuesta de RD sobre las previsiones de

demanda nacionales, tanto en términos de demanda en barras de central como en términos de consumo.

Efectivamente, según la información que acompaña a la propuesta de RD, la previsión para 2004 de demanda en barras de central peninsular (231.663 GWh), es el resultado de aplicar a la previsión de cierre de 2003 (221.433 GWh) la tasa de variación móvil de los últimos doce meses (4,62%). Análogamente, la previsión de demanda en barras de central extrapeninsular (13.934 GWh), que incluye tanto régimen ordinario, como régimen especial, se obtiene como resultado de aplicar a la previsión de cierre de 2003 (12.878 GWh) la tasa de variación móvil de los últimos doce meses (8,20%).

Sin embargo, en la desagregación del coste de producción que se presenta en la información que acompaña a la propuesta de RD, la demanda peninsular en barras de central asciende a 230.880 GWh, mientras que la demanda extrapeninsular en barras de central es de 14.718 GWh (13.934 GWh en régimen ordinario y 784 GWh en régimen especial), lo que supone unas tasas de crecimiento respecto a la previsión de cierre de 2003, de un 4,27% y 14,29%, respectivamente.

En definitiva, se estaría duplicando la generación de régimen especial en la previsión extrapeninsular de demanda en barras de central de la propuesta de RD, si bien, no se observa ningún efecto sobre la previsión de la demanda nacional, al calcularse la generación peninsular de régimen ordinario por diferencias, tal y como se indica en la información que acompaña a la propuesta de RD.



Previsiones de demanda en barras de central de la propuesta RD 2004

| | Propuesta R.D. 2004 | | | | | |
|-----------------------------|------------------------|--------------------------------------|--------------|-----------------------------------|--------------|-------------------------|
| | Previsión Cierre 2003 | Previsión 2004 | | | | Diferencia (1) - (2) |
| | Demanda eléctrica 2003 | Cuadro Demanda eléctrica 2004 (1) | | Cuadro Coste de Producción (2) | | |
| | GWh | GWh | Δ % | GWh | Δ % | GWh |
| <i>Demanda b.c</i> | 234.311 | 245.597 | 4,82% | 245.597 | 4,82% | 0 |
| <i>Peninsular</i> | 221.433 | 231.663 | 4,62% | 230.879 | 4,27% | 784 |
| <i>Régimen Ordinario</i> | | | | 185.993 | | |
| <i>Régimen Especial</i> | | | | 43.463 | | |
| <i>Intercambios energía</i> | | | | 1.424 | | |
| <i>Extrapesininsular</i> | 12.878 | 13.934 | 8,20% | 14.718 | 14,29% | -784 |
| <i>Régimen Ordinario</i> | | | | 13.934 | | |
| <i>Régimen Especial</i> | | | | 784 | | |

Fuente: Información que acompaña a la propuesta RD 2004

(1) Páginas 4 y 5 de la información que acompaña a la propuesta RD 2004

(2) Cuadro de la página 11 de la información que acompaña a la propuesta RD 2004

El efecto que tiene sobre los costes de producción del sistema considerar los 784 GWh (14.718 GWh -13.934 GWh) como producción de régimen ordinario del sistema peninsular en lugar del extrapesininsular, asciende, aproximadamente, a 13.649 Miles €.

2.3.2. Participación en el mercado

En la documentación aportada por el Ministerio, que acompaña a la propuesta de RD referente a los ingresos del sistema, se prevé que el 32,4% del total de la demanda nacional en consumidor final acudirá al mercado en el año 2004.

Esto significa que, como resultado de la previsión de precios de mercado para 2004, de la elegibilidad plena de todos los consumidores desde el 1 de enero de 2003 y de las variaciones en las tarifas integrales y de acceso de la presente propuesta de RD, se estima en la propuesta de RD que el consumo de los clientes que acuden al mercado en el año 2004 asciende a 73.254 GWh,



mientras que 152.597 GWh, esto es, el 67,6% restante, permanecerá acogido a tarifa integral.

Comparando los escenarios de participación en el mercado previstos en la propuesta de RD en los ejercicios tarifarios 2003 y 2004, cabe destacar el menor consumo de los clientes en el mercado y, por tanto, la menor participación en el mercado en 2004 respecto a lo previsto en 2003.

Participación del consumo en el mercado previsto en las Propuestas de RD

| | Propuesta RD 2003 | | Propuesta RD 2004 | |
|--|-------------------|---------------|-------------------|---------------|
| | Consumo (GWh) | % s/Total | Consumo (GWh) | % s/Total |
| <i>Clientes en mercado</i> | 81.172 | 38,5% | 73.254 | 32,4% |
| <i>Clientes en Tarifa Integral Peninsulares Extrapeinsulares</i> | 129.852 | 61,5% | 152.597 | 67,6% |
| Total | 211.024 | 100,0% | 225.851 | 100,0% |

Fuente: ME - Información que acompaña a las propuestas de RD 2003 y 2004

En el cuadro inferior se presenta la evolución de la participación en el mercado desagregada por niveles de tensión en el periodo 1998-2003.

Participación del consumo en el mercado por niveles de tensión según liquidaciones eléctricas

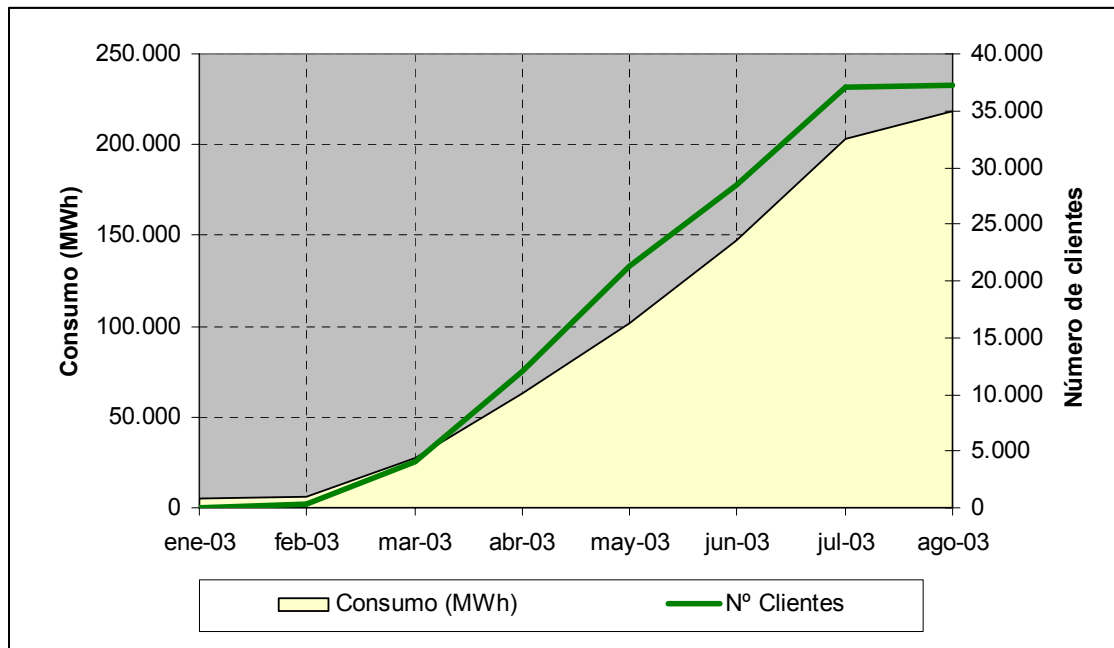
| Participación en el mercado (%) | | | | |
|--|--------------|--|---|---|
| | Total | Baja Tensión (NT < 1 kV) | Media Tensión (NT 1 - 36 kV) | Alta Tensión (NT > 36 kV) |
| 1998 | 0,8% | 0,0% | 0,3% | 0,5% |
| 1999 | 15,9% | 0,0% | 12,2% | 3,6% |
| 2000 | 26,3% | 0,0% | 21,0% | 5,3% |
| 2001 | 30,3% | 0,0% | 24,5% | 5,8% |
| 2002 | 30,3% | 0,0% | 24,8% | 5,5% |
| Enero-Agosto 2003 | 30,6% | 0,6% | 24,8% | 5,2% |

Fuente: CNE - Base de datos de Liquidaciones (Liquidación N° 9 de 2003)

Cabe destacar que, si bien la participación efectiva en el mercado dependerá de forma esencial del escenario de precios de la energía que se suponga inicialmente para establecer la tarifa eléctrica, así como de las variaciones en las tarifas integrales y de acceso que se vayan a aplicar, por una parte, en la propuesta de RD 2004 se corrige a la baja las previsiones de participación en el mercado de la propuesta de RD 2003, en línea con la evolución observada durante el año 2003.

Por otra parte, si bien en la información que acompaña a la propuesta de RD no se incluyen datos sobre la composición de la demanda que acudirá al mercado durante el año 2004 -información considerada necesaria para analizar correctamente la previsión de ingresos regulados- cabe esperar que el aumento de la participación en el mercado en 2004 sea debido a la participación en el mercado de los clientes conectados a tensiones inferiores a 1 kV, habida cuenta de la estabilidad que se observa en la participación en el mercado del resto de clientes de media y alta tensión en el periodo enero-agosto de 2003.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución del número de clientes en el mercado conectados a nivel de tensión inferior a 1 kV y el consumo de los mismos durante el periodo enero-agosto de 2003.



Fuente: CNE - Base de datos de Liquidaciones (Liquidación Nº 9 de 2003)

2.3.3. Previsión de ingresos de la propuesta de RD

Según la información que acompaña a la propuesta de RD, los ingresos totales del sistema ascienden a 16.293 millones de euros, lo que supone un incremento cercano al 9% respecto a los ingresos previstos en la propuesta de RD de 2003.

De los ingresos totales del sistema previstos para el año 2004, el 76% procederán de los clientes en régimen de tarifa integral, para los que en la información que acompaña a la propuesta de RD resultaría un precio medio de 8,05 c€/kWh, lo que supone un incremento del 7% respecto al considerado en la propuesta de RD 2003 para este colectivo de consumidores. El 24% de los

ingresos del sistema se prevé que procederán de los clientes que acudan al mercado. De los ingresos a obtener de los clientes que acudan al mercado, un 36% corresponderá a la facturación por tarifas de acceso, mientras que el resto procederá del coste de energía, pérdidas, pago de garantía de potencia, servicios complementarios y moratoria nuclear correspondiente. En consecuencia, según la información de la propuesta de RD, el precio medio del colectivo de consumidores que acuda al mercado en el 2004, ascenderá a 5,25 c€/kWh, un 15% inferior que el considerado en la propuesta de RD 2003.

El siguiente cuadro muestra información sobre consumos, ingresos y precios medios de los años 2003 y 2004, según la información aportada en las propuestas de RD de tarifas en dichos años.

Previsiones de consumo, ingresos y precios medios de las propuestas de RD de tarifas 2003 y 2004

| | Propuesta R.D. Tarifas 2003 | | | | Propuesta R.D. Tarifas 2004 | | | | Diferencia (A) - (B) | | | % variación 2004 sobre 2003 [(B) - (A)] / (B) | | |
|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------|---|------------------|----------------|
| | Previsión 2003 (A) | | | | Previsión 2004 (B) | | | | | | | | | |
| | Consumo (GWh) | % s/total consumo | Ingresos Totales (M€) | Precio Medio (c€/kWh) | Consumo (GWh) | % s/total consumo | Ingresos Totales (M€) | Precio Medio (c€/kWh) | Consumo | Ingresos Totales | Precio Medio | Consumo | Ingresos Totales | Precio Medio |
| Cientes en mercado | 81.172 | 38,5% | 5.029 | 6,195 | 73.254 | 32,4% | 3.848 | 5,25 | -7.918 | -1.181 | -0,94 | -9,75% | -23,5% | -15,22% |
| Facturación de Mercado | | | 3.256 | 4,012 | | | 2.458 | 3,36 | | -799 | -0,66 | | -24,5% | -16,37% |
| Coste Energía | | | 2.962 | 3,649 | | | 2.243 | 3,06 | | -719 | -0,59 | | -24,3% | -16,08% |
| Coste G.P | | | 295 | 0,363 | | | 215 | 0,29 | | -80 | -0,07 | | -27,1% | -19,28% |
| Facturación de Acceso | | | 1.773 | 2,184 | | | 1.390 | 1,90 | | -383 | -0,29 | | -21,6% | -13,11% |
| Cientes en Tarifa Integral | 129.853 | 61,5% | 9.773 | 7,526 | 152.597 | 67,6% | 12.288 | 8,05 | 22.744 | 2.515 | 0,53 | 17,52% | 25,7% | 6,99% |
| Tarifas Baja Tensión | 79.106 | 37,5% | 7.908 | 9,996 | 97.285 | 43,1% | 9.559 | 9,83 | 18.179 | 1.651 | -0,17 | 22,98% | 20,9% | -1,71% |
| Tarifas Alta Tensión | 50.747 | 24,0% | 1.865 | 3,675 | 55.312 | 24,5% | 2.729 | 4,93 | 4.565 | 864 | 1,26 | 9,00% | 46,3% | 34,24% |
| Margen DT11^a | | | 150 | | | | 157 | | | 7 | | | 4,82% | |
| Total | 211.025 | 100,0% | 14.952 | 7,085 | 225.851 | 100,0% | 16.293 | 7,214 | 14.826 | 1.341 | 0,13 | 7,03% | 9,0% | 1,81% |

Fuente: ME, Información que acompaña a las propuestas de RD de tarifas 2003 y 2004.



Comisión

Nacional

de Energía

Según la información que acompaña a las propuestas de RD de tarifas para los años 2003 y 2004, el incremento de la demanda en abonado final prevista para el año 2004 es 14.826 GWh superior a la considerada en el ejercicio tarifario 2003, lo que supone un incremento del 7% .

Como se ha comentado anteriormente, se observa una menor participación en el mercado para 2004 inferior en 7.918 GWh respecto a la prevista en el 2003. Si bien no se dispone de la composición de la demanda por grupos de consumidores, parece lógico suponer, habida cuenta, por una parte, del importante crecimiento del consumo global de los clientes de tarifa integral de baja tensión respecto a lo previsto en el año 2003 y por otra, el mayor peso de este colectivo entre los clientes de tarifa integral, que esa menor participación en el mercado se deba a que este colectivo de consumidores no ha abandonado el régimen de tarifa integral tan rápidamente como se estimó en la propuesta de RD 2003. Esta menor participación en el mercado de clientes de baja tensión en 2004 respecto a la prevista en 2003, explicaría la caída de precio medio en 1,71% a pesar de la subida propuesta en el RD para los clientes conectados a tensiones inferiores a 1 kV.

En consecuencia, si se acepta el anterior razonamiento, al corregir la previsión sobre la participación en el mercado durante el año 2003 de los consumidores de baja tensión, en la propuesta de RD 2004, se estarían incluyendo como clientes acogidos a tarifas integrales en 2004 a consumidores con precios medios inferiores a los de la previsión de 2003, lo que explicaría la caída del precio medio de este colectivo para 2004.

De la misma manera, al revisar las previsiones sobre la participación en el mercado de los consumidores de baja tensión, en la propuesta de RD de tarifa 2004 se considera una reducción superior al 15% del precio medio pagado por los clientes en régimen de mercado. Esta reducción se explicaría siguiendo con el razonamiento anterior, porque los clientes de baja tensión son los que

pagan, generalmente, los mayores precios medios tanto en términos de tarifas de acceso como en términos de coste de la energía y garantía de potencia.

No obstante lo anterior, para aquellos clientes en régimen de tarifas integrales de alta tensión, es decir, conectados a tensiones superiores a 1 kV, se observa que el precio medio correspondiente a 2004 considerado por el Ministerio presenta un aumento superior al 34% respecto al precio medio de este mismo colectivo considerado en la propuesta de RD 2003, pese a que el peso de este colectivo permanece constante.

Por último, se observa que la previsión de ingresos del margen de Distribuidores acogidos a la DT11^a aumenta un 4,82% respecto al considerado en la propuesta de RD de tarifas 2003. Si bien la información que acompaña la propuesta de RD no proporciona los datos necesarios para valorar convenientemente este margen, llama la atención que el margen de este colectivo aumente en la misma proporción que la demanda.

Dado lo anterior, se podría plantear, para valorar el margen de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley, la aplicación al coste medio del margen de la propuesta del RD 2003, (4,15 c€/kWh), las variaciones tarifarias de la propuesta de RD 2004, es decir, incremento del 2,63% para la tarifa D e incremento del 1,69% del conjunto de tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican los distribuidores (1,69% - 2,63% = -0,94%). Este criterio implica suponer que la composición consumos de los clientes de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley, es equivalente a la prevista por la propuesta de RD de 2003. Esta hipótesis da como resultado un consumo de 3.828 GWh, inferior en 282 GWh al consumo de los doce últimos meses, 4.110 GWh.



Comisión
Nacional
de Energía

Margen medio de distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997

| | Consumo (GWh) (A) | Margen (miles €) (B) | Margen Medio (Cent €/kWh) (B)/(A) |
|--|------------------------------|-------------------------------------|--|
| Propuesta RD 2003 | 3.618 | 150.253 | 4,15 |
| Propuesta RD 2004 | ND | 157.495 | ND |
| Previsión 2004 | 3.828 | 157.495 | 4,11 |
| % variación sobre propuesta RD 2003 | 5,8% | 4,8% | -0,94% |

Fuente: ME - Información que acompaña a la propuesta RD

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

En opinión de esta Comisión, los ingresos necesariamente debieran calcularse a partir de los consumos previstos por las empresas, desagregados por grupos tarifarios de clientes en régimen de tarifa y en régimen de mercado. Esta previsión de consumos e ingresos debiera realizarse en un momento determinado del tiempo, momento que, a su vez, debiera ser coherente con las previsiones de demanda en barras de central en términos del RD 1432/2002.

En este sentido, esta Comisión reitera la necesidad de disponer de la información necesaria para valorar convenientemente la previsión de ingresos y, por tanto, considera que en todo ejercicio tarifario se debería facilitar la estructura de los consumos y potencias previstas, desagregadas por tarifas integrales y de acceso.



Comisión

Nacional

de Energía

Asimismo, en opinión de esta Comisión, además de las desviaciones en la previsión de la demanda total, otra variable de revisión de la tarifa media que debería ser considerada es el efecto composición de la demanda real respecto a la considerada en el ejercicio de previsión, por sus consecuencias sobre los ingresos del sistema.

Se constata, de acuerdo con la información de liquidaciones de actividades reguladas, diferencias entre los ingresos previstos y reales, al alza o a la baja, no sólo por las desviaciones entre la demanda prevista y la real –variable considerada en la revisión de la tarifa media- sino, además, por los diferentes “efectos de composición” que explican discrepancias entre los ingresos previstos y los reales. En particular:

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

Respecto a los ingresos por precios regulados, esto es, por facturar a tarifas integrales y de acceso, en el siguiente cuadro se resume la información que acompaña a la propuesta de RD.



Ingresos del sistema e Ingresos regulados de la propuesta de RD 2004

| | Consumo (GWh) | Ingresos (M€) | Precio Medio (c€/kWh) |
|--|----------------|---------------|-----------------------|
| Ingresos del Sistema | 225.851 | 16.293 | 7,21 |
| Cientes en mercado | 73.254 | 3.848 | 5,25 |
| <i>Coste generación</i> | | 2.458 | 3,36 |
| <i>Facturación de Acceso</i> | | 1.390 | 1,90 |
| Cientes en Tarifa Integral | 152.597 | 12.288 | 8,05 |
| Margen Distribuidores DT11^a | | 157 | |
| - Margen Distribuidores DT11^a | | 157 | |
| - Coste generación de clientes a mercado | 73.254 | 2.458 | 3,36 |
| = Ingresos Regulados | 225.851 | 13.678 | 6,06 |
| Tarifa de Acceso | 73.254 | 1.390 | 1,90 |
| Tarifa Integral | 152.597 | 12.288 | 8,05 |
| - Coste de acceso + desvíos | 225.851 | 6.672 | 2,95 |
| = Coste generación clientes a tarifa integral | 152.597 | 7.005 | 4,59 |

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

Cabe destacar que, en la información que proporciona la propuesta de RD referente a los ingresos del sistema se está incluyendo el margen resultante de la previsión de la facturación neta de las adquisiciones de energía eléctrica a tarifa que realicen los distribuidores acogidos al régimen transitorio establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, para calcular el precio medio del sistema.

En este sentido, debido a que dicho margen no es un ingreso, ni un coste para el sistema, en tanto que dichos distribuidores permanezcan acogidos al



Comisión

Nacional

de Energía

régimen transitorio que les permite la Ley 54/1997, los ingresos del sistema a considerar tendrían que ascender, utilizando los datos aportados en la memoria, a 16.135 millones de €, esto es, la diferencia entre los 16.293 millones de € de facturación total de consumidores y los 157 millones de € de margen de distribuidores acogidos al régimen transitorio, y siendo, por tanto, el precio medio del año 2004 (7,1443 céntimos de €/kWh).

En consecuencia, los ingresos regulados, una vez descontado el margen de los distribuidores y el coste de la energía de los clientes cualificados, ascienden a 13.678 millones de €. Estos ingresos debieran permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidación.

Los costes de actividades a recuperar por el mecanismo de liquidación son el coste de generación de clientes a tarifa integral, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento, la anualidad para 2004 que resulta para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como el de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001.

Por último, si a la cifra de ingresos regulados prevista en la propuesta de RD se le resta el coste total de acceso, esto es, 6.610 millones de €, la diferencia será el coste de generación de los clientes a tarifa integral, mas los desvíos por la aplicación del artículo 7 del RD 1432/2002, que no han sido incluidos en el escandallo de costes de acceso.

Al comparar el coste medio de generación de clientes en el mercado, 3,36 c€/kWh consumido, y el coste medio de generación de clientes a tarifa integral, 4,59 c€/kWh consumido, éste último resulta un 36,8% superior.



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

3.1. Principales cambios introducidos en la propuesta de RD

La propuesta de RD introduce las siguientes variaciones en las *tarifas integrales* del RD 1436/2002:

- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión y potencia contratada inferior a 15 kW, denominadas tarifas 1.0, 2.0 y 2.0 N, en un 1,60%.
- Aumento de las tarifas D en un 2,63%.
- Aumento del resto de tarifas integrales en un 1,70%.

Como consecuencia de estas modificaciones en las tarifas integrales, y como se señala en el apartado 1 del artículo 1 de la propuesta de RD, el aumento medio de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica es un 1,66% en 2004 respecto a las aplicadas en 2003, lo que en términos de ingresos, dado el escenario de previsión de la CNE, supone 194 millones de € más que lo que se obtendría de mantener las tarifas del RD 1436/2002.

Por otra parte, la propuesta de RD introduce las siguientes variaciones en las *tarifas de acceso* del RD 1436/2002:

- Aumento de las tarifas de acceso de baja tensión y potencia contratada inferior a 15 kW, denominadas tarifas 2.0 A y 2.0 NA, en un 1,60%.
- Aumento del resto de tarifas de acceso en un 1,70%.

Las variaciones en las tarifas de acceso aplicables a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con



Comisión

Nacional

de Energía

países de la Unión Europea establecidas en la propuesta de RD respecto a las del RD 1436/2002 son las siguientes:

- Aumento de las tarifas de acceso de baja tensión y potencia contratada inferior a 15 kW, denominadas tarifas 2.0 A y 2.0 NA, en un 0,91%.
- Aumento del resto de tarifas de acceso en un 1,01%.

Cabe señalar que, las tarifas de acceso aplicables a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea son un 5,4% inferiores a las tarifas de acceso generales, mientras que en 2003 fueron un 4,7% inferiores.

Por tanto, como consecuencia de la aplicación de los aumentos señalados en las tarifas de acceso, la propuesta de RD en el apartado 1 del artículo 1 indica que, el aumento medio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2004 es un 1,70% respecto a las aplicadas en 2003. Este efecto, en términos de ingresos dado el escenario de previsión de la CNE, supone 22 millones de € más que lo que se obtendría de mantener las tarifas del RD 1436/2002.

El efecto conjunto de aplicar las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD es, como señala tanto la propuesta de tarifa eléctrica para 2004 como la información que acompaña a dicha propuesta, un aumento del precio medio de la electricidad en un 1,81% para 2004 respecto a 2003. A esta variable, precio medio de venta de electricidad, se le denomina tarifa media o de referencia en el RD 1432/2002 de metodología de tarifa eléctrica

Para obtener dicho aumento del 1,81%, el Ministerio compara dos precios medios, los llamados “precio medio necesario” correspondiente a 2004 (7,2140 céntimos de €/kWh) y “precio medio anterior” correspondiente a 2003 (7,0854



Comisión

Nacional

de Energía

céntimos de €/kWh). Cabe señalar que, el precio medio estimado para 2004 se descompone, según indica la información que acompaña a la propuesta de RD en los siguientes elementos:

- Precio medio sin tener en cuenta lo dispuesto en los artículos 7 y 8.4 del RD 1432/2002, es decir, sin considerar ninguna revisión de desvíos correspondientes al año 2003 y sin aplicar el sobrecoste de considerar nuevos costes al Operador del Sistema por la operación del sistema extrapeninsular, es de 7,1846 céntimos de €/kWh, lo que supone un aumento del precio medio de electricidad en un 1,40% para 2004 respecto a 2003.
- Precio medio incluyendo desvíos correspondientes al año 2003, de acuerdo al artículo 7 del RD 1432/2002, pero sin incluir el sobrecoste de considerar nuevos costes al Operador del Sistema por la operación del sistema extrapeninsular, según el artículo 8.4 del RD 1432/2002, es de 7,2120 céntimos de €/kWh, lo que supone un aumento adicional del precio medio de electricidad en un 0,39% (el incremento del precio medio total de la electricidad es un 1,79% para 2004 respecto a 2003).
- Precio medio incluyendo lo dispuesto en los artículos 7 y 8.4 del RD 1432/2002, es decir, considerando la revisión de desvíos correspondientes al año 2003 y aplicando el sobrecoste de considerar nuevos costes al Operador del Sistema por la operación del sistema extrapeninsular, es de 7,2140 céntimos de €/kWh, lo que supone un aumento adicional del precio medio de electricidad en un 0,02% (el incremento del precio medio total de la electricidad es un 1,81% para 2004 respecto a 2003).

3.2. Cumplimiento del principio de suficiencia de ingresos

Como se viene comentando a lo largo del presente informe, para valorar convenientemente las variaciones en las tarifas integrales y de acceso



Comisión

Nacional

de Energía

propuestas sería necesario disponer de la previsión del Ministerio sobre consumos e ingresos, desagregadas por tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD.

Dado que no se dispone de la mencionada información, se aplican las variaciones tarifarias de la propuesta de RD al escenario estimado de la CNE.

En este sentido, cabe señalar que, con el objeto de efectuar los análisis necesarios previos a la realización del informe sobre la tarifa eléctrica para 2004, la CNE ha recibido de las empresas distribuidoras, la información solicitada con fecha 23 de septiembre de 2003, relativa a previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2003 y para el año 2004.

Una vez analizada en profundidad la información remitida por las empresas, teniendo en cuenta tanto la evolución del consumo por grupo tarifario, como la evolución de la participación en el mercado y las Resoluciones publicadas por el Ministerio de Economía para las temporadas 2002/2003 y 2003/2004, la CNE ha elaborado un escenario de consumos, potencias, precios medios e ingresos regulados, por tarifas integrales y de acceso, previstos para 2004 (véase Anexo III).

En el cuadro inferior se resumen las previsiones para 2004 del Ministerio y de la CNE.



Escenarios tarifarios 2004

| | Escenario propuesta RD | | | | Escenario CNE | | | |
|--|------------------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|-------------------|-----------------------|-----------------------|
| | Consumo (GWh) | % s/total consumo | Ingresos Totales (M€) | Precio Medio (c€/kWh) | Consumo (GWh) | % s/total consumo | Ingresos Totales (M€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| Cientes en mercado | 73.254 | 32,4% | 3.848 | 5,25 | 71.840 | 32,5% | 3.966 | 5,52 |
| <i>Facturación de Mercado</i> | | | 2.458 | 3,36 | | | 2.648 | 3,69 |
| <i>Facturación de Acceso</i> | | | 1.390 | 1,90 | | | 1.318 | 1,83 |
| Cientes en Tarifa Integral | 152.597 | 67,6% | 12.288 | 8,05 | 149.387 | 67,5% | 11.784 | 7,89 |
| Tarifas Baja Tensión | 97.285 | 43,1% | 9.559 | 9,83 | 95.188 | 43,0% | 9.625 | 10,11 |
| Tarifas Alta Tensión | 55.312 | 24,5% | 2.729 | 4,93 | 54.199 | 24,5% | 2.159 | 3,98 |
| Total Ingresos | 225.851 | 100,0% | 16.135 | 7,14 | 221.227 | 100,0% | 15.750 | 7,12 |
| Total Ingresos regulados | 225.851 | | 13.678 | 6,06 | 221.227 | | 13.101 | 5,92 |
| Total Costes del Sistema (sin DT11^a) | 225.851 | | 16.135 | 7,14 | 221.227 | | 16.135 | 7,29 |
| Demanda b.c. | 245.597 | | | | 242.360 | | | |
| <i>Pérdidas implícitas</i> | 8,7% | | | | 9,6% | | | |

Boletín Energía Eléctrica, septiembre 03

Fuentes: ME - Información que acompaña a la propuesta RD
CNE

Según el escenario de previsión de CNE para 2004, como resultado de facturar a los clientes a las tarifas de la propuesta de RD, los ingresos regulados del sistema ascenderían a 13.101 millones de €, cifra inferior en 576 millones de € a los considerados en la información que acompaña a la propuesta de RD una vez descontados los ingresos correspondientes a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

Los aspectos que explican dichas discrepancias son, por una parte, las diferentes hipótesis utilizadas en demanda y composición de la misma por tarifas integrales y de acceso.

Se observa que la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, según el escenario de demanda CNE, no permitiría cubrir todos los costes del sistema previstos para 2004 en 386 millones de €.



En cuanto a los ingresos obtenidos como resultado de la aplicación a todos los consumidores de las tarifas de acceso de la propuesta de RD cabe realizar dos consideraciones.

En primer lugar, al no estar incluido como coste de acceso los desvíos correspondientes a 2003, en virtud del artículo 7 del RD 1432/2002, en un escenario de participación plena, esto es, si todo el mundo decidiera acudir al mercado, dicho coste podría no ser recuperado. En opinión de esta Comisión, la cuantía correspondiente a los desvíos debería asignarse en el concepto de coste correspondiente.

En segundo lugar, cabe señalar que, dado el escenario de previsión de la CNE, no se recuperarían todos los costes de acceso que se presentan en la información que acompaña a la propuesta de RD. Esto es, la facturación por tarifas de acceso de todos los consumidores eléctricos en el sistema peninsular¹ ascendería a 5.848 millones de € frente a sus correspondientes costes de acceso², 6.240 millones de €, sin considerar desvíos 2003, ó 6.302 millones de €, si se tienen en cuenta los desvíos correspondientes.

¹ Se ha facturado por tarifas de acceso únicamente a los consumidores eléctricos del sistema peninsular debido a que no se dispone de la desagregación del consumo por periodos horarios aquellos consumidores de los sistema insulares y extrapeninsulares, ya que no han sido generadas las curvas de carga para este colectivo.

² Todos los costes de acceso que aparecen en la información que acompaña a la propuesta de RD para 2004, descontando el margen de los distribuidores acogidos a la DT 11^a de la Ley 54/1997 (157 millones de €).



Comisión
Nacional
de Energía

Escenario de Previsión CNE
Escenario de elegibilidad plena - Total peninsular

| | Consumo (GWh) | Propuesta R.D. | Fact. Acceso (Miles €) |
|---------------------------------------|----------------|------------------|------------------------|
| 2.0 A | 57.038 | 2.920.668 | |
| 2.0 NA | 9.346 | 354.780 | |
| 3.0 A | 31.530 | 1.253.096 | |
| 3.1 A | 18.812 | 421.109 | |
| 6.1 | 41.894 | 695.937 | |
| 6.2 | 7.078 | 103.281 | |
| 6.3 | 2.470 | 31.622 | |
| 6.4 | 923 | 13.811 | |
| 6.5 | 38.872 | 54.159 | |
| Total | 207.963 | 5.848.463 | |
| Costes de Acceso (Sin desvíos) | | | 6.239.810 |
| Costes de Acceso (Con desvíos) | | | 6.301.674 |
| Diferencia (Sin desvíos) | | | -391.347 |
| Diferencia (Con desvíos) | | | -453.211 |

Fuentes: CNE, ME

Nota: No se incluyen Consumos Propios, Concesiones Administrativas ni TTS

3.3. Valoración de los precios regulados incluidos en la propuesta

En el siguiente cuadro se comparan los pagos de acceso imputados a los clientes a tarifa integral y a mercado, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2004. Los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales se calculan descontando en las tarifas integrales de la propuesta de RD, el coste de generación y la moratoria nuclear correspondiente.



En este análisis se ha considerado, para calcular el coste de generación implícito en cada grupo tarifario, un escenario de evolución de los precios de mercado similar al registrado en los doce últimos meses anteriores a septiembre de 2003, así como los pagos de garantía de potencia del RD-Ley 6/2000 para todos los clientes excepto para aquellos que puedan acogerse a la tarifa 3.0A a quienes se aplica la modificación considerada en la disposición adicional cuarta del RD 1436/2002.

En el cuadro inferior se resumen, para los clientes a tarifa integral del sistema peninsular en 2004, los pagos implícitos de acceso según los grupos de acceso del RD 1164/2001.

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

| | Consumo (MWh) | Tarifa Integral (Cent €/kWh) | Pagos implícitos de acceso (Cent €/kWh) | Acceso Propuesta RD (Cent €/kWh) |
|------------------------------|--------------------|---------------------------------|---|-------------------------------------|
| 2.0 A | 56.343.317 | 10,63 | 4,89 | 5,12 |
| 2.0 NA | 9.341.943 | 6,83 | 2,25 | 3,80 |
| 3.0 A | 22.108.619 | 10,05 | 5,39 | 4,20 |
| | 87.793.879 | 10,08 | 4,74 | 4,75 |
| 3.1 A | 6.181.348 | 7,48 | 3,24 | 2,79 |
| 6.1 | 5.372.565 | 6,14 | 2,09 | 1,90 |
| | 11.553.913 | 6,85 | 2,71 | 2,38 |
| 6.2 | 1.364.331 | 5,34 | 1,49 | 1,79 |
| 6.3 | 1.403.450 | 4,46 | 0,63 | 1,15 |
| 6.4 | 357.019 | 4,85 | 0,76 | 1,23 |
| | 3.124.799 | 4,89 | 1,02 | 1,44 |
| 6.5 | | | | |
| NT1 | 3.089.874 | 3,82 | -0,03 | 0,16 |
| NT2 | 7.812.832 | 2,96 | -0,78 | 0,14 |
| NT3 | 8.965.376 | 2,61 | -1,06 | 0,13 |
| NT4 | 14.209.950 | 2,52 | -1,07 | 0,14 |
| | 34.078.032 | 2,76 | -0,91 | 0,14 |
| Total Tarifa Integral | 136.550.623 | 7,86 | 3,07 | 3,32 |

Nota: Consumo peninsular de clientes a tarifa Integral

Se observan las siguientes diferencias entre los pagos por facturar a tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD.

- El ingreso medio por facturar a las tarifas de acceso de la propuesta de RD a aquellos clientes que se acojan a tarifa integral en 2004, es superior a la facturación media por acceso de dichos clientes si se aplican las tarifas de acceso de la propuesta (3,32 cent. €/kWh y 3,07 cent. €/kWh, respectivamente).
- Los precios medios de acceso por grupos tarifarios son muy diferentes en el caso de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso. En particular, los clientes acogidos a tarifa 2.0 A, en promedio, cuentan con un pago de acceso implícito en sus tarifas integrales inferior al que les correspondería abonar si acudieran al mercado por sus tarifas de acceso.
- A ciertos clientes de alta tensión acogidos a tarifas integrales y que podrían acogerse a la tarifa de acceso 6.5 del RD 1164/2001 por cumplir los requisitos considerados en el artículo 22 de dicho Real Decreto, se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y los costes de generación y moratoria nuclear correspondiente) pagos de acceso negativos.
- Por el contrario, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de RD. Los casos más significativos son en baja tensión las tarifas 3.0 y 4.0, en media tensión las tarifas generales no interrumpibles. Son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos



Comisión

Nacional

de Energía

clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y serán los que, por tanto, tendrán más incentivos a acudir al mercado.

En opinión de esta Comisión la aplicación de variaciones uniformes, 1,6% y 1,7%, tanto en tarifas integrales como de acceso para todos los grupos tarifarios, dista de reducir las incidencias comentadas anteriormente. En este sentido, se debieran proponer variaciones individuales por tarifas integrales y de acceso diferentes que tendieran a corregir los efectos mencionados anteriormente.

En opinión de esta Comisión las tarifas de acceso deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. La aplicación de la tarifa 6.5 a los suministros que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001, independientemente del nivel de tensión al que están conectados, supone no imputarles la totalidad de sus costes por el uso de las redes y, por tanto, imputárselo a otros clientes a quienes no corresponde. Cabe señalar que 29 de los 33 clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5 en el año 2002, ya se encontraban en régimen de mercado con anterioridad a la publicación del R.D. Ley 6/2002 y, únicamente 4 proceden de tarifa integral. Es decir, la aplicación de dicha tarifa de acceso no ha tenido el efecto de fomentar el acceso al mercado de grandes clientes acogidos a tarifa integral.

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



4. COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2004

4.1. La retribución del transporte.

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

En la propuesta de Real Decreto que se informa la retribución de la actividad de transporte asciende a **833.608** miles de euros para el año 2004, de los cuales **625.653** miles de euros corresponden a REE y **140.649** miles de euros corresponden al resto de empresas peninsulares sometidas a la liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y **67.306** miles de euros a las empresas insulares y extrapeninsulares, cantidades que se corresponden con las calculadas por la CNE.

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

El cuadro siguiente contiene el desglose por empresas transportistas peninsulares de los ingresos calculados por la CNE por el total de los tres conceptos de coste contemplados en el citado Real Decreto 2819/1998. Los



Comisión

Nacional

de Energía

misimos se han calculado, por un lado a partir de las Auditorias de las inversiones en instalaciones de transporte realizadas entre 1998 y 2001 y, por otro lado, a partir de la información suministrada por dichas empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 2002 y 2003.

Retribución a la actividad de transporte peninsular en 2004

| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| TOTAL | 507.236 | 527.797 | 554.138 | 583.125 | 632.293 | 692.730 | 766.302 |
| REE | 307.243 | 319.712 | 334.923 | 353.532 | 373.698 | 407.168 | 625.653 |
| IB | 79.316 | 81.172 | 83.787 | 86.313 | 90.768 | 0 | 4.517 |
| UEF | 25.591 | 26.194 | 30.662 | 32.451 | 48.531 | 53.279 | 9.079 |
| HC | 2.554 | 3.149 | 3.525 | 3.663 | 3.668 | 6.103 | 8.783 |
| E. VIESGO | 4.886 | 4.706 | 4.796 | 5.130 | 5.584 | 5.733 | 5.848 |
| INALTA | | | | | 1.261 | 101.039 | 106.389 |
| G. ENDESA | 87.646 | 92.864 | 96.445 | 102.036 | 108.783 | 119.408 | 6.033 |
| SEVILLANA | 31.806 | 32.410 | 33.665 | 36.026 | 39.033 | 41.453 | |
| FECSA- ENHER | 44.024 | 47.449 | 49.051 | 51.515 | 54.092 | 61.431 | |
| ERZ | 6.389 | 7.475 | 8.032 | 8.612 | 9.606 | 10.438 | |
| T. EBRO | 5.427 | 5.530 | 5.696 | 5.883 | 6.052 | 6.086 | |

Fuente: Elaboración Propia

Los parámetros macroeconómicos utilizados para este cálculo han sido establecidos por la Dirección General de Política Energética y Minas y son los que aparecen en el cuadro siguiente.



Parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte

| Parámetros | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| IPC previsto | 1,40% | 2,90% | 4,00% | 2,70% | 4,00% | 2,90% | 2,00% |
| X | 1,00% | 1,00% | 1,00% | 1,00% | 1,00% | 0,60% | 0,60% |
| Y | 1,00% | 1,00% | 1,00% | 1,00% | 1,00% | 0,60% | 0,60% |
| Tasa Retribución | 6,37% | 5,25% | 3,94% | 5,38% | 5,25% | 6,46% | 5,65% |
| Disponibilidad objetivo | 97,00% | 97,00% | 97,00% | 97,00% | 97,00% | 97,00% | 97,00% |
| K | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Fuente: MINECO

La retribución calculada arroja un incremento de costes del 10,7 % respecto a la establecida en el Real Decreto de tarifas del año 2003.

En la retribución de la actividad de transporte peninsular calculada por esta Comisión para el año 2004, un 75,49% corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, representando las nuevas inversiones desde 1998 un 23,48 % y el incentivo de disponibilidad un 1,03 %.

A este respecto, dado que el esfuerzo inversor de cada empresa ha sido muy distinto en los últimos años, se estima conveniente señalar que, en el Real Decreto de Tarifas para 2004 que finalmente se apruebe, deberían incluirse los porcentajes provisionales que, sobre la cantidad total, corresponde a cada una de las empresas, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones.

En el cuadro siguiente se recogen los mencionados porcentajes provisionales que correspondería a cada una de las empresas transportistas peninsulares para el ejercicio 2004.



Comisión

Nacional

de Energía

Porcentajes de reparto por empresas peninsulares de la retribución al transporte en 2004

| | Miles de euros | (%) |
|-----------|----------------|---------|
| TOTAL | 766.302 | 100,00% |
| REE | 625.653 | 81,65% |
| IB | 4.517 | 0,59% |
| UEF | 9.079 | 1,18% |
| HC | 8.783 | 1,15% |
| E. VIESGO | 5.848 | 0,76% |
| INALTA | 106.389 | 13,88% |
| G. ENDESA | 6.033 | 0,79% |

Fuente: Elaboración propia.

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

El coste acreditado a la actividad de transporte por inversiones anteriores a 1998 asciende a 578.487 miles de euros en el año 2004, cuyo desglose por empresas se presenta en el cuadro siguiente.

Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998

| Coste acreditado actualizado (miles de €) | | | | | | | |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| TOTAL | 507.236 | 516.874 | 532.377 | 541.428 | 557.673 | 570.500 | 578.487 |
| REE | 307.243 | 313.081 | 322.473 | 327.954 | 337.794 | 472.923 | 479.544 |
| IB | 79.316 | 80.550 | 82.825 | 84.232 | 85.572 | 0 | 0 |
| UEF | 25.591 | 26.077 | 26.859 | 27.316 | 28.136 | 0 | 0 |
| HC | 2.554 | 3.149 | 3.522 | 3.582 | 3.692 | 3.777 | 3.830 |
| E. VIESGO | 4.886 | 4.706 | 4.706 | 4.784 | 4.930 | 5.044 | 5.114 |
| INALTA | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.189 | 88.756 | 89.999 |
| G. ENDESA | 87.646 | 89.311 | 91.991 | 93.560 | 96.361 | 0 | 0 |
| SEVILLANA | 31.806 | 32.410 | 33.380 | 33.951 | 34.968 | 0 | 0 |
| FECSA-ENHER | 44.024 | 44.861 | 46.206 | 46.993 | 48.402 | 0 | 0 |
| ERZ | 6.389 | 6.510 | 6.707 | 6.821 | 7.024 | 0 | 0 |
| T. EBRO | 5.427 | 5.530 | 5.698 | 5.794 | 5.967 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia.



Comisión

Nacional

de Energía

Este coste se obtiene, para cada año, actualizando con el IPC-X los costes acreditados para cada empresa en el ejercicio de 1998 establecidos en el Real Decreto 2819/1998, siendo el IPC el previsto y X un factor de eficiencia que toma el valor de 1 hasta 2002 y 0,6 a partir de 2003 según se ha señalado anteriormente. Conviene indicar, en este punto, que en la fórmula de actualización dada en el Real Decreto 2819/1998 existe ya un primer error ya que, literalmente, para calcular, por ejemplo, el coste acreditado del año 1999, habría que actualizar la cantidad acreditada para el ejercicio de 1998 con el IPC del 1998 y el IPC del año 1999, lo cual es un absurdo desde el punto de vista económico. Al igual que se hizo en el cálculo tarifario de anteriores ejercicios, en este Informe no se ha considerado en la actualización el IPC correspondiente al año 1998.

Es preciso señalar que en los cálculos anteriores se ha tenido en cuenta, por un lado, la adquisición por INALTA de los activos de transporte de IBERDROLA y, por otro, la adquisición por REE de los activos de transporte de UEF y ENDESA.

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

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



Comisión
Nacional
de Energía

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

El siguiente cuadro contiene información sobre las instalaciones de transporte que han entrado en funcionamiento entre 1998 y 2003, de acuerdo con la información facilitada por las empresas transportistas peninsulares. Al respecto, la información correspondiente a nuevas líneas, subestaciones y transformadores de potencia en los ejercicios de 1998 a 2001 pueden considerarse como definitivas, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las instalaciones relativas al año 2002 serán provisionales hasta que se presente, por parte de todas las empresas, las Auditorías correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2003 se corresponden con las previsiones de puesta en servicio de cada empresa.

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



Comisión

Nacional

de Energía

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

Altas de instalaciones de transporte

| | TOTAL | | | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 |
| Total líneas (km circuito) | 390,9 | 139,4 | 395,0 | 569,9 | 902,6 | 577,4 |
| Líneas aéreas (km circuito) | 379,7 | 133,2 | 394,3 | 530,9 | 876,9 | 542,0 |
| Líneas 220 kV | 85,1 | 133,2 | 14,6 | 272,1 | 175,1 | 58,6 |
| Líneas 400 kV | 294,6 | 0,0 | 379,7 | 258,8 | 701,8 | 483,4 |
| Líneas subterr. (km circuito) | 11,2 | 6,2 | 0,7 | 39,0 | 25,7 | 35,4 |
| Líneas 220 kV | 11,2 | 6,2 | 0,7 | 39,0 | 25,7 | 35,4 |
| Líneas 400 kV | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Posiciones subestación (nº) | 19 | 28 | 57 | 109 | 198 | 105 |
| Posiciones 220 kV | 16 | 24 | 18 | 77 | 141 | 67 |
| Posiciones 400 kV | 3 | 4 | 21 | 32 | 57 | 38 |
| Capacidad transform. (MVA) | 0 | 925 | 1.700 | 600 | 2.250 | 4.650 |
| 400/220 kV | 0 | 925 | 800 | 600 | 1.800 | 4.650 |
| 400/132 kV | 0 | 0 | 900 | 0 | 450 | 0 |
| Reactancias (MVAr) | 0 | 0 | 0 | 0 | 150 | 450 |
| Bancos de condensadores (MVAr) | 0 | 0 | 0 | 0 | 400 | 0 |
| Despachos maniobra (miles €) (*) | 2.626,6 | 2.727,8 | 4.371,0 | 3.760,9 | 4.360,0 | 0,0 |

(*) Inversiones realizadas entre 1998 y 2002 respectivamente

Fuente: *Elaboración propia.*

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



Comisión

Nacional

de Energía

Los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 179.951 miles de euros en el año 2004, de los cuales 12.225 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.142 miles de euros corresponden a las inversiones realizadas en 1999, 15.741 miles de euros por las inversiones realizadas en 2000, 34.807 miles de euros por las inversiones realizadas en 2001, 66.358 miles de euros por las inversiones realizadas en 2002 y 42.678 por las inversiones realizadas en 2003. En el cuadro siguiente se muestra la repercusión que para cada empresa suponen, en el año 2004, las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1998.

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 en el año 2004
(miles de euros)

| | C 2004 Por inv. 1.998 | C 2004 Por inv. 1.999 | C 2004 Por inv. 2.000 | C 2004 Por inv. 2.001 | C 2004 Por inv. 2.002 | C 2004 Por inv. 2.003 | Total Costes 2.004 |
|------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|
| TOTAL | 12.225 | 8.142 | 15.741 | 34.807 | 66.358 | 42.678 | 179.951 |
| REE | 11.528 | 7.280 | 13.338 | 29.668 | 45.599 | 32.002 | 139.415 |
| IB | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4.517 | 4.517 |
| UEF | 0 | 0 | 0 | 0 | 6.565 | 2.324 | 8.889 |
| HC | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.851 | 1.860 | 4.711 |
| E. VIESGO | 0 | 0 | 97 | 116 | 225 | 196 | 634 |
| INALTA | 697 | 348 | 1.177 | 2.990 | 10.228 | 311 | 15.751 |
| G. ENDESA | 0 | 514 | 1.129 | 2.033 | 890 | 1.468 | 6.034 |

Fuente: *Elaboración propia.*

Es preciso señalar que en los cálculos anteriores se ha tenido en cuenta, por un lado, la adquisición por INALTA de los activos de transporte de IBERDROLA puestos en servicio hasta 2002 y, por otro, la adquisición por REE de los activos de transporte de UEF puestos en servicio hasta 2001 y de ENDESA hasta 2002, con excepción en este último caso de los despachos de maniobra.



Comisión

Nacional

de Energía

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

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

| | Total Costes 1.999 | Total Costes 2.000 | Total Costes 2.001 | Total Costes 2.002 | Total Costes 2.003 | Total Costes 2.004 |
|--------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| TOTAL | 10.923 | 18.951 | 33.984 | 70.427 | 124.375 | 179.951 |
| REE | 6.631 | 9.643 | 20.943 | 34.268 | 63.097 | 139.415 |
| IB | 622 | 962 | 2.080 | 4.924 | 0 | 4.517 |
| UEF | 116 | 3.802 | 4.624 | 19.750 | 23.950 | 8.889 |
| HC | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.307 | 4.711 |
| E. VIESGO | 0 | 89 | 199 | 569 | 615 | 634 |
| INALTA | 0 | 0 | 0 | 68 | 13.586 | 15.751 |
| G. ENDESA | 3.554 | 4.454 | 6.138 | 10.847 | 20.820 | 6.034 |

Fuente: *Elaboración propia.*

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

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

| Costes de transporte por nuevas inversiones (miles de euros) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------|--------------|---------------|-----------------|--------------|---------------|-----------------|--------------|---------------|-----------------|---------------|---------------|-----------------|---------------|----------------|-----------------|---------------|----------------|
| | COSTES AÑO 1999 | | | COSTES AÑO 2000 | | | COSTES AÑO 2001 | | | COSTES AÑO 2002 | | | COSTES AÑO 2003 | | | COSTES AÑO 2004 | | |
| | C.I. | C.E. | TOTAL | C.I. | C.E. | TOTAL | C.I. | C.E. | TOTAL | C.I. | C.E. | TOTAL | C.I. | C.E. | TOTAL | C.I. | C.E. | TOTAL |
| INV. 1998 | 8.726 | 2.197 | 10.923 | 8.988 | 2.263 | 11.251 | 9.141 | 2.301 | 11.442 | 9.369 | 2.359 | 11.728 | 9.500 | 2.392 | 11.891 | 9.766 | 2.459 | 12.225 |
| INV. 1999 | 0 | 0 | 0 | 5.872 | 1.828 | 7.700 | 5.972 | 1.859 | 7.831 | 6.121 | 1.906 | 8.027 | 6.221 | 1.938 | 8.158 | 6.381 | 1.987 | 8.369 |
| INV. 2000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10.646 | 4.064 | 14.711 | 10.912 | 4.166 | 15.078 | 11.052 | 4.213 | 15.266 | 11.445 | 4.394 | 15.839 |
| INV. 2001 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 26.189 | 9.405 | 35.594 | 26.630 | 9.547 | 36.178 | 25.513 | 9.472 | 34.985 |
| INV. 2002 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 36.537 | 16.345 | 52.882 | 45.939 | 19.111 | 66.050 |
| INV. 2003 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32.447 | 10.036 | 42.483 |
| Total . | 8.726 | 2.197 | 10.923 | 14.860 | 4.091 | 18.951 | 25.759 | 8.225 | 33.984 | 52.592 | 17.836 | 70.427 | 89.940 | 34.435 | 124.375 | 132.491 | 47.459 | 179.951 |

Fuente: *Elaboración propia.*



Comisión

Nacional

de Energía

Los costes de inversión, en la redacción actual del Real Decreto 2819/1998, se obtienen como la suma de dos anualidades: una en concepto de amortización de los activos y otra en concepto de retribución de los mismos. Una vez puestas en servicio las instalaciones, se calculan la amortización y la retribución del primer año. La amortización se determina dividiendo el valor de la inversión por la vida útil (40 años para líneas, subestaciones y máquinas; 14 años para los despachos de maniobra). La retribución se calcula aplicando una tasa monetaria, el MIBOR a 3 meses + 1% hasta el año 2002 y a partir de éste la media anual de los bonos del Estado a 10 años + 1,5%, al valor de la inversión. El coste de inversión desde el segundo año hasta el final de la vida útil se establece actualizando la anualidad del primer año con el IPC-Y, que toma el valor de 1 hasta 2002 y 0,6 a partir de 2003 según se ha señalado anteriormente.

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



$$CI_n = A_n + R_n$$

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

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

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

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

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

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

donde:

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

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

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



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

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

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

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



Comisión

Nacional

de Energía

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

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



Comisión
Nacional
de Energía

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

Así mismo, las empresas transportistas han transmitido en diferentes ocasiones, la problemática surgida ante la construcción de instalaciones eléctricas de transporte. El rechazo creciente a la construcción de instalaciones de transporte hace aún más difícil cumplir los plazos estimados de puesta en servicio de las nuevas instalaciones, provocando con ello a su vez el retraso de la retribución de las mismas. Por este motivo, una posibilidad, como ya se ha indicado, sería modificar el Real Decreto 2819/2000, en aras a que la retribución de las nuevas instalaciones de transporte empezara a percibirse desde el momento de su puesta en servicio, si bien, como esta Comisión ha tenido ocasión de manifestar recientemente, es preciso instrumentalizar un procedimiento que garantice la bondad de la información declarada por las empresas transportistas, instrumentación que debe pasar necesariamente, como fuente imprescindible de contraste, por la previa aprobación, y publicación en el B.O.E., por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE, del Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica.

Por último, tal y como han manifestado algunas empresas transportistas, en relación con las instalaciones de transporte que se tuvieron en cuenta para fijar las cantidades correspondientes a la actividad de transporte para el año 1998 (coste acreditado al transporte), se observa que en algunas instalaciones



Comisión

Nacional

de Energía

multipropiedad el porcentaje total supera o no llega al 100%, que las reactancias sólo figuran para REE, teniéndose constancia de la existencia de reactancias propiedad de otras empresas transportistas y que existen instalaciones que no han sido tenidas en cuenta para el establecimiento de dicho coste acreditado al transporte.

4.1.3. Incentivo a la disponibilidad

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

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

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

Hasta el momento, no se han determinado los valores y fórmulas de cálculo que permitan obtener este incentivo a la disponibilidad, en concreto, no se ha



Comisión

Nacional

de Energía

especificado cómo determinar k , d_r y d_o . No obstante, del artículo 26 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, sobre *Calidad global*, puede concluirse que el valor de d_o se ha fijado en el 0,97, que ha sido el considerado en el presente Informe, y que el valor de d_r se calcularía de la siguiente manera:

$$d_r = 1 - II$$

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

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

siendo:

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

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

Por otro lado, la definición de objetivos de disponibilidad debería asentarse sobre un conjunto de criterios que permitan contrastar las bondades del mecanismo de incentivos propuesto. En este sentido resulta necesario



Comisión

Nacional

de Energía

observar, tal y como ya manifestó esta Comisión con motivo de los informes sobre las tarifas para los años 2001 y 2002, los siguientes principios

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

Al hilo de lo anterior, la información que finalmente se ha utilizado y que ha servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de las empresas eléctricas es la que ha remitido el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Cabe destacar que dicha información es incompleta al comprender únicamente el período de enero a septiembre de 2003, inclusive. Por tanto, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

El cuadro siguiente recoge los valores obtenidos para cada empresa.



Incentivo disponibilidad año 2003 (ENERO-SEPTIEMBRE 2003)

| | II (%) | dr (%) | Miles de € |
|----------------------|---------------|---------------|-------------------|
| TOTAL | 1,994% | 98,006% | 7.865 |
| REE | 1,951% | 98,049% | 6.693 |
| IB (*) | -- | -- | 0 |
| UEF | 0,918% | 99,082% | 191 |
| HC | 0,255% | 99,745% | 242 |
| E. VIESGO | 1,323% | 98,677% | 99 |
| INALTA | 2,413% | 97,587% | 640 |
| G. ENDESA (*) | -- | -- | 0 |

Fuente: REE

(*) n.a.

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

Fuente: *Elaboración propia.*

4.2. La retribución de la distribución

4.2.1. Antecedentes

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

Dicha fórmula actualiza anualmente el coste reconocido a esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual a 1, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado "factor de eficiencia", que no



Comisión

Nacional

de Energía

podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, la retribución de la distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

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

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

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

El Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, determina los costes destinados a retribuir la actividad de distribución en 2003 en 3.142.786 miles de euros, de los que 150.253 miles de euros corresponden a los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, 236.927 miles de euros corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, y 2.755.605 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación. Esta última cifra, a su vez, se deriva de la establecida en el Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002, que fija los



Comisión

Nacional

de Energía

costes destinados a retribuir la actividad de distribución en 2002 en 2.700.773 miles de euros.

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

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

4.2.2. La revisión de la retribución de la distribución para el año 2003

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1 por 100 a la prevista. Dado que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2003 era de 211.024 GWh y que la mejor estimación de cierre del ejercicio 2003 de la demanda en consumidor final es, de acuerdo con la información remitida por el MINECO, de 213.856 GWh, se ha producido una variación del 1,342% respecto a la previsión, por lo que procede incorporar en



Comisión

Nacional

de Energía

la tarifa 2004 la correspondiente revisión de la retribución de la actividad de distribución. Dicha revisión afecta tanto a la retribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, no afectando por el contrario a la retribución de las empresas distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, ya que la retribución prevista para estas empresas en el Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, no deja de ser una previsión del margen de las mismas. En el siguiente cuadro se presentan los nuevos valores de la retribución de la actividad de distribución en 2003 teniendo en cuenta la revisión comentada.

| | Retribución 2003 R.D. 1436/2002 | Revisión | Retribución 2003 Revisada |
|--|--|-----------------|--|
| Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación) | 2.755.605 | 17.915 | 2.773.520 |
| Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11ª) | 236.927 | 1.540 | 238.467 |
| Distribuidoras D.T. 11ª | 150.253 | 0 | 150.253 |
| Total Distribución | 3.142.785 | 19.455 | 3.162.240 |

En miles de €

Fuente: elaboración propia

4.2.3. La retribución de la distribución para el año 2004

El cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de distribución a considerar para la tarifa 2004, todo ello de acuerdo con los valores aportados por el MINECO en cuanto a IPC previsto, crecimiento de la demanda previsto y factor de eficiencia.

| | |
|----------------------|--------|
| IPC previsto | 2 % |
| Δ demanda previsto | 4,82 % |
| Factor de eficiencia | 0,3 |



Comisión
Nacional
de Energía

| | |
|---------------------|-----------------|
| Actualizador | 1,024605 |
|---------------------|-----------------|

Fuente: MINECO

En el siguiente cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de distribución en 2004 teniendo en cuenta la revisión realizada para 2003.

| | Retribución 2003 Revisada | Retribución 2004 |
|--|--|-----------------------------|
| Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación) | 2.773.520 | 2.841.761 |
| Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a) | 238.467 | 244.335 |
| Distribuidoras D.T. 11 ^a | 150.253 | 157.495 |
| Calidad del Servicio | - | 50.000 |
| Total Distribución | 3.162.240 | 3.293.591 |

Fuente: elaboración propia y MINECO

En relación con las cifras que figuran en el cuadro anterior, la cantidad correspondiente a las empresas distribuidoras acogidas a la D.T. 11^a de la Ley 54/1997 se ha tomado de la información remitida por el MINECO, así como los 50.000 miles de euros para Calidad del Servicio.

Por tanto, considerando que la demanda crecerá un 4,82%, el coste de distribución para el año 2004, una vez descontados los otros ingresos, debería ascender a **3.293.591** miles de euros, esto es, un incremento de **150.805** miles de euros respecto a los contemplados en la tarifa de 2003.

La propuesta del MINECO, que en opinión de esta Comisión debe ser corregida de acuerdo con lo anteriormente expuesto, indica que los costes reconocidos para el año 2004 destinados a la retribución de la actividad de distribución ascienden a **3.273.657** miles de euros, una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de medida y otros, incluyendo **50.000** miles de euros



Comisión

Nacional

de Energía

destinados a planes de mejora de calidad del servicio. En este importe se ha incluido tanto el coste de distribución correspondiente a las empresas peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, que asciende a **2.823.406** miles de euros, como el coste de distribución de los distribuidores insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a **242.756** miles de euros, así como también el margen retributivo correspondiente a los distribuidores acogidos a la mencionada D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a **157.495** miles de euros.

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

Así mismo, en relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, la misma ha sido calculada por el MINECO partiendo de la cifra que figura en el Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, e incrementándola en un 4,82%, porcentaje que coincide con el crecimiento previsto de la demanda. Al respecto, esta Comisión entiende que dicha cifra es coherente con lo establecido en el punto 1 de la Disposición Adicional Única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, toda vez que el margen por kWh facturado se mantiene constante.

La diferencia entre la magnitud calculada por esta Comisión - **3.293.591** miles de euros - y la propuesta por el MINECO - **3.273.657** miles de euros -, correspondientes a la actividad de distribución, es de **19.934** miles de euros, debido a la revisión efectuada de la retribución correspondiente al ejercicio



Comisión

Nacional

de Energía

2003, dado que, como se ha indicado anteriormente, la variación entre la demanda prevista para 2003 y la mejor previsión de cierre es superior al 1%.

En relación con el reparto de la retribución total de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sujetas a liquidación conforme al Real Decreto 2017/1997, que propone el MINECO en el ANEXO VIII de la propuesta de Real Decreto que se informa, el mismo se ha efectuado manteniendo estrictamente los porcentajes de reparto que se derivan de las cantidades especificadas para cada empresa en el Anexo VIII del Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2003, que a su vez coinciden con los porcentajes de reparto que se derivan de las cantidades especificadas para cada empresa en el Anexo VIII del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002. Como ya ha tenido ocasión de manifestar esta Comisión con motivo de anteriores expedientes de tarifas, se estima necesario limitar en la mayor medida posible la inestabilidad e incertidumbre regulatoria que se deriva de modificar año tras año la metodología para el cálculo de los porcentajes de reparto. Valga recordar que mediante la referida Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no sólo se establecieron los porcentajes de reparto de la retribución total de la actividad de distribución para los años 1998 y 1999, sino que también se estableció una metodología para calcular los correspondientes a los sucesivos ejercicios, metodología que ya se vio truncada en virtud de lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 3490/2000, de tarifas para 2001, en el Anexo VIII del Real Decreto 1483/2001, de tarifas para el año 2002, y en el anexo VIII del Real Decreto 1436/2002, de tarifas para el año 2003.

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



Comisión

Nacional

de Energía

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

| Empresa | Propuesta CNE | | Propuesta MINECO | |
|--|----------------|------------------|------------------|------------------|
| | % | Miles de Euros | % | Miles de Euros |
| Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. | 37,838% | 1.075.215 | 36,941% | 1.042.952 |
| Unión Fenosa Distribución, S.A. | 16,475% | 468.152 | 16,922% | 477.749 |
| Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A. | 2,949% | 83.787 | 3,190% | 90.062 |
| Electra de Viesgo I, S.A. | 2,989% | 84.936 | 2,826% | 79.783 |
| Endesa | 39,750% | 1.129.547 | 40,121% | 1.132.736 |
| Total | 100,00% | 2.841.637 | 100,00% | 2.823.282 |

Fuente: CNE

A esta cifra habría que sumar 124 miles de euros correspondientes a la retribución de la Sociedad Cooperativa "San Francisco de Asís", empresa sujeta, parcialmente, al sistema de liquidaciones, obteniéndose así la cantidad de **2.841.761** miles de euros referida anteriormente.

En lo relativo a la revisión de los criterios de retribución a la distribución, esta Comisión, con fecha de 29 de octubre de 2002, remitió al MINECO una propuesta de metodología para el establecimiento de la retribución individual correspondiente a cada una de las empresas distribuidoras que ejercen dicha



Comisión

Nacional

de Energía

actividad, aplicable tanto a las actuales empresas sujetas al proceso de liquidaciones, como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, así como a las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1999.

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

4.2.4. Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución

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



Comisión

Nacional

de Energía

Así, tanto el artículo 6 del Real Decreto 2016/1997, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, como el artículo 6 del Real Decreto 2821/1998, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, incorporaron una partida que no podía superar los 60.101 miles de euros en 1998 y los 61.309 miles de euros en 1999, con objeto de mejorar la calidad del servicio y la electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural. Estas partidas estaban incluidas en el coste reconocido a la actividad de distribución. Por el contrario, en los Reales Decretos de tarifas de los años 2000 a 2003, ambos inclusive, se excluyeron del coste reconocido a la actividad de distribución la partida destinada a los mencionados planes de mejora de la calidad del servicio. La propuesta de Real Decreto que se informa incluye una partida de 50.000 miles de euros para los reiterados planes de mejora de la calidad del servicio.

Conceptualmente, la calidad de servicio debe estar íntimamente ligada a la retribución de la actividad de distribución. Por ello, es necesario el cumplimiento de unos mínimos de calidad de servicio por parte de las empresas distribuidoras para ser acreedoras de la retribución reconocida con cargo a la tarifa de cada año. Así, en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se vincula una y otra a través de un doble mecanismo de, por una parte, bonificación en la facturación a los clientes si se incumplen los mínimos de calidad individual y, por otra, de financiación, con cargo a las empresas distribuidoras, de planes de mejoras si se incumplen los mínimos de calidad zonal. Por tanto, si la calidad de servicio fuera menor que la estándar, debería disminuir la retribución, lo que proporcionaría incentivos a las empresas distribuidoras a mejorar la calidad. No obstante, el referido Real Decreto 1955/2000 en su artículo 104.1 reconoció un plazo máximo de un año a partir de la aprobación del correspondiente Procedimiento de Medida y Control de la Continuidad de Suministro Eléctrico, para que el distribuidor dispusiera de un sistema de registro de incidencias que le permitiera determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas, entrando en



Comisión

Nacional

de Energía

vigor la implantación de los descuentos a los consumidores el 1 de enero del año siguiente a la finalización del referido periodo de implantación del sistema de registro de incidencias. Dado que el Procedimiento fue aprobado mediante Orden Ministerial de 22 de marzo de 2002, los referidos descuentos serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2004.

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

Hoy por hoy, es difícil establecer una valoración de los incentivos a la mejora de la calidad de servicio que se derivan de la partida para planes de mejora, partida que, como se ha indicado, fue eliminada en la tarifa de los años 2000 a 2003, ambos inclusive, y ello porque no se conoce con claridad si la retribución de las empresas distribuidoras se corresponde con la calidad de servicio existente. En este sentido, la eliminación de la partida de costes destinada a planes de mejora de calidad de servicio durante los referidos años pudo tener implicaciones sobre la aplicación de la regulación de la calidad zonal que contiene el Real Decreto 1955/2000.

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



Comisión

Nacional

de Energía

beneficio de las empresas, particularmente de aquellas que comparativamente tengan peores indicadores de calidad.

La supresión durante los referidos años 2000 a 2003, ambos inclusive, de esta partida significó que la mejora de la calidad zonal se hubo de financiar exclusivamente con cargo a los ingresos que las empresas obtuvieron de la tarifa por retribución de la actividad. De esta forma, como no se conoce en la actualidad si esta retribución se corresponde con la que obtendrían empresas eficientes que atienden el suministro con una calidad de servicio adecuada, es difícil cuantificar el impacto que la eliminación de la partida para planes de mejora de la calidad de servicio pudo tener sobre la evolución de la calidad zonal.

Por otro lado, si se quieren introducir incentivos “positivos” para mejorar la calidad por encima del estándar, se debería mantener el mismo planteamiento. Esto es, si la calidad de servicio fuera superior a la estándar, le correspondería una retribución mayor. En caso de no ser así, los incentivos se reducen y las empresas podrían considerar adecuado cumplir únicamente con los estándares exigidos. En este mismo sentido abunda la propuesta realizada por esta Comisión al MINECO, relativa a la retribución correspondiente a la actividad de distribución referida anteriormente.

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



En resumen, esta Comisión valora positivamente la incorporación en la tarifa de 2004 de la partida de 50.000 miles de euros para cofinanciar los planes de mejora de la calidad del servicio en aquellas zonas donde las empresas tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible y así lo declaren ante la Administración competente, debiendo presentar, al mismo tiempo, un programa de actuación temporal que permita la corrección de las causas que lo originan, todo ello de acuerdo con lo establecido en el artículo 107 del Real Decreto 1955/2000.

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

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

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



Comisión

Nacional

de Energía

asignación de costes que garantice la no transferencia de rentas entre unas funciones y otras, o entre consumidores.

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

La propuesta de Real Decreto que se informa establece un incremento del 1,66% en los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

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

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

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

En la propuesta de Real Decreto de tarifas para el año 2004 que se informa, se recoge en su ANEXO V los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, sobre liquidaciones, y en el Real Decreto 2019/1997, sobre el mercado de producción. Dichos coeficientes de pérdidas, que vienen a reconocer unas pérdidas medias en las redes de transporte y distribución del 9



Comisión

Nacional

de Energía

%, son idénticos a los establecidos en los Reales Decretos de tarifa de los años 2000 a 2003, ambos inclusive, lo que puede considerarse adecuado durante un periodo de cuatro a cinco años, en aras a dar una estabilidad que incentive a las empresas distribuidoras a realizar acciones para la mejora de las pérdidas en las redes.

No obstante lo anterior, dado que ya han transcurrido cinco años desde que se fijaron los mismos, esta Comisión ha realizado el cálculo de dichos coeficientes de pérdidas en base a las pautas de consumo observadas durante el año 2002, al objeto de ponerlos a disposición del MINECO, para el caso que finalmente se decida la modificación de los mismos.

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

| <i>TARIFA DE SUMINISTRO</i> | % pérdidas por tarifas |
|-----------------------------|-------------------------------|
| 1.0 | 14,04% |
| 2.0 | 13,95% |
| B.0 | 13,36% |
| 3.0 | 14,00% |
| 4.0 | 13,99% |
| R.0 | 13,36% |
| 1.1 | 5,97% |
| 2.1 | 5,84% |
| 3.1 | 5,73% |
| R.1 | 5,73% |
| T.1 | 5,98% |
| D.1 | 6,01% |
| 1.2 | 4,50% |
| 2.2 | 4,48% |
| 3.2 | 4,44% |
| R.2 | 4,40% |
| T.2 | 4,70% |
| D.2 | 4,60% |



Comisión
Nacional
de Energía

| | |
|--|-------|
| 1.3 | 3,06% |
| 2.3 | 3,04% |
| 3.3 | 3,00% |
| R.3 | 2,85% |
| T.3 | 3,21% |
| D.3 | 3,12% |
| 1.4 | 1,53% |
| 2.4 | 1,51% |
| 3.4 | 1,50% |
| D.4 | 1,62% |
| Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 36 kV y $\leq 72,5$ kV | 4,55% |
| Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 72,5 kV y ≤ 145 kV | 3,08% |
| Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 145 kV | 1,57% |

Fuente: CNE

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

| Tensión de suministro | Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada periodo) | | | | | |
|---|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Período 1 | Período 2 | Período 3 | Período 4 | Período 5 | Período 6 |
| Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV | 7,3% | 6,9% | 6,5% | 6,5% | 6,5% | 5,4% |
| Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV | 5,7% | 5,4% | 5,1% | 5,0% | 4,7% | 4,3% |
| Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV | 3,8% | 3,6% | 3,5% | 3,4% | 3,4% | 2,8% |
| Mayor de 145 kV | 1,9% | 1,8% | 1,7% | 1,7% | 1,7% | 1,4% |

Fuente: CNE

Coeficientes de pérdidas para otros contratos de suministro o acceso

| Nivel de tensión | % |
|-----------------------------|--------|
| BT | 13,94% |
| MT ($1 > kV \geq 36$) | 6,00% |
| MT ($36 > kV \geq 72,5$) | 4,56% |
| MT ($72,5 > kV \geq 145$) | 3,06% |
| MT ($145 > kV$) | 1,53% |

Fuente: CNE



Comisión
Nacional
de Energía

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

| TARIFA DE ACCESO | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 |
|-------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 2.0A | 14,3% | | |
| 2.0NA | 15,1% | 10,6% | |
| 3.0A | 15,6% | 14,5% | 11,7% |
| 3.1A | 6,6% | 6,3% | 5,2% |

Fuente: CNE

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

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

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



Comisión

Nacional

de Energía

La propuesta de Real Decreto que se informa recoge una variación de la tarifa D del 2,631%. Este valor difiere del que se obtiene por aplicación de la Disposición Adicional Única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En el mismo, se establece la fórmula de revisión de la tarifa D de venta a distribuidores y, por aplicación de la misma, se obtendría una variación porcentual de la tarifa D de 2,640%.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión propone aplicar para el año 2004 los precios que se recogen en el siguiente cuadro.

Tarifa de venta a distribuidores (D)

| | TÉRMINO DE POTENCIA | TÉRMINO DE ENERGÍA |
|--|---------------------|--------------------|
| | Tp: € / kW mes | Te: € / kWh |
| D.1: No superior a 36 kV | 2,145289 | 0,045373 |
| D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV | 2,025052 | 0,043285 |
| D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV | 1,974414 | 0,041766 |
| D.4: Mayor de 145 kV | 1,911142 | 0,040627 |

Fuente: CNE

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

En el año 2004 habrá que compensar a los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes,



Comisión

Nacional

de Energía

por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos por clientes cualificados conectados a sus redes.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, considerando el saldo de recaudación previsto en 2003, es posible hacer una estimación de las necesidades para el año 2004 en concepto de compensaciones a estos distribuidores. El resultado de esta estimación es el siguiente: por interrumpibilidad **3.400** miles de euros, por régimen especial **7.400** miles de euros y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes **4.000** miles de euros. Todo ello supone **14.800** miles de euros, cifra inferior en **2.028** miles de euros a la prevista en la propuesta de Real Decreto que se informa.

4.3. La retribución de la gestión comercial

4.3.1. Regulación de la retribución de la gestión comercial

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

Por otra parte, en el artículo 19 punto 2 de dicho Real Decreto se señala que la retribución derivada de la realización de la actividad de gestión comercial por parte de los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establezcan por Orden Ministerial, en función de parámetros que consideren el



Comisión

Nacional

de Energía

número de contratos de suministro a tarifa o de peaje de acceso a las redes y las potencias contratadas superiores a 1 kV.

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

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



Comisión

Nacional

de Energía

general, las relaciones de las empresas distribuidoras lo serán, para estos consumidores cualificados, con empresas comercializadoras que aglutinarán a multitud de consumidores, con la consiguiente reducción de los costes de concertación, contratación, facturación y cobro.

Por ello, tal y como se ha indicado en el apartado relativo a la retribución de la actividad de distribución, cualquier modificación de los costes reconocidos para cualquiera de las funciones realizadas por las empresas distribuidoras, entre las que se encuentran las de gestión comercial, debería basarse en un profundo conocimiento por parte del regulador de los costes incurridos por dichas empresas distribuidoras en el ejercicio de tales funciones, algo que no puede lograrse sin el establecimiento de una contabilidad de costes homogénea para todas las empresas. Se insiste por tanto, en la necesidad de implementar una metodología para la determinación de la retribución de las empresas distribuidoras en línea con la propuesta elevada por esta Comisión al MINECO.

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

Por otra parte, el artículo 20 del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, explicita la fórmula con la que serán actualizados los costes globales de gestión comercial. Dicha fórmula actualiza anualmente el coste de esta actividad en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual a 1, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un



Comisión

Nacional

de Energía

parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4.

Dicha fórmula de actualización es, así mismo, la establecida en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 para la evolución de los costes unitarios anteriormente referidos. Los costes unitarios de gestión comercial, para los sucesivos años desde 1998, al aplicar la citada fórmula de actualización, son los reflejados en el siguiente cuadro, considerando para el año 2004 un IPC del 2 %, un incremento de la demanda del 4 % y un factor de eficiencia de 0,3.

Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa

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

Fuente: CNE

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

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para los años 1998 a 2003, ambos inclusive, determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 421.766 miles de euros para 1998, 235.999 miles de euros para 1999, 244.371 miles de euros para 2000, 250.850 miles de euros para el 2001, 255.867 miles de euros para el año 2002 y 278.755 miles de euros para 2003, de los cuales, en este último caso, 17.691 miles de euros corresponden a



Comisión

Nacional

de Energía

las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, y 261.064 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997.

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

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

4.3.3. La revisión de la retribución de la gestión comercial para el año 2003

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1 por 100 a la



Comisión

Nacional

de Energía

prevista. Dado que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2003 era de 211.024 GWh y que la mejor estimación de cierre del ejercicio 2003 de la demanda en consumidor final es, de acuerdo con la información remitida por el MINECO, de 213.856 GWh, se ha producido una variación del 1,342% respecto a la previsión, por lo que procede incorporar en la tarifa 2004 la correspondiente revisión de la retribución de la actividad de gestión comercial. Dicha revisión afecta tanto a la retribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997. En el siguiente cuadro se presentan los nuevos valores de la retribución de la actividad de gestión comercial en 2003 teniendo en cuenta la revisión comentada.

| | Retribución 2003 R.D. 1436/2002 | Revisión | Retribución 2003 Revisada |
|--|--|-----------------|--|
| Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación) | 261.064 | 1.697 | 262.761 |
| Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11ª) | 17.691 | 115 | 17.806 |
| Total Gestión Comercial | 278.755 | 1.812 | 280.567 |

En miles de €

Fuente: elaboración propia

4.3.4. La retribución de la gestión comercial para el año 2004

El cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de gestión comercial a considerar para la tarifa 2004, todo ello de acuerdo con los valores aportados por el MINECO en cuanto a IPC previsto, crecimiento de la demanda previsto y factor de eficiencia.



Comisión
Nacional
de Energía

| | |
|----------------------|-----------------|
| IPC previsto | 2 % |
| Δ demanda previsto | 4,82 % |
| Factor de eficiencia | 0,3 |
| Actualizador | 1,024605 |

Fuente: MINECO

En el siguiente cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de gestión comercial en 2004 teniendo en cuenta la revisión realizada para 2003.

| | Retribución 2003 Revisada | Retribución 2004 |
|--|--|-----------------------------|
| Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación) | 262.761 | 269.226 |
| Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11ª) | 17.806 | 18.244 |
| Total Gestión Comercial | 280.567 | 287.470 |

Por tanto, considerando que la demanda crecerá un 4,82%, el coste de gestión comercial para el año 2004 debería ascender a **287.470** miles de euros, esto es, un incremento de **8.715** miles de euros respecto a los contemplados en la tarifa de 2003.

La propuesta del MINECO, que en opinión de esta Comisión debe ser corregida de acuerdo con lo anteriormente expuesto, indica que los costes reconocidos para el año 2004 destinados a la retribución de la actividad de gestión comercial ascienden a **285.614** miles de euros. En este importe se ha incluido tanto el coste de gestión comercial correspondiente a las empresas



Comisión

Nacional

de Energía

peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, que asciende a **267.487** miles de euros, como el coste de gestión comercial de los distribuidores insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a **18.126** miles de euros.

La diferencia entre la magnitud calculada por esta Comisión - **287.470** miles de euros - y la propuesta por el MINECO - **285.614** miles de euros -, correspondientes a la actividad de gestión comercial, es de **1.856** miles de euros, debido a la revisión efectuada de la retribución correspondiente al ejercicio 2003, dado que, como se ha indicado anteriormente, la variación entre la demanda prevista para 2003 y la mejor previsión de cierre es superior al 1%.

4.3.5 Gestión de la demanda

El 5 de Diciembre de 2003 el Gobierno aprobó la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”, que fue informada por la CNE con fecha 24 de octubre. La Estrategia tiene por objeto promover el ahorro y la eficiencia energética, e indirectamente, garantizar el suministro de energía, por la reducción de las importaciones, incrementar la competitividad de los sectores productivos y contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales, lo que es compatible y acorde con los principales vectores de la política energética española, recogida en los objetivos y fines descritos en las leyes sectoriales de Electricidad e Hidrocarburos.

Por otra parte, la propia Comisión Europea, ha venido impulsando la liberalización energética sin demorar la adopción de directivas de carácter medioambiental para que el desarrollo energético en la unión sea sostenible. Al mismo tiempo, la Comisión Europea ha abordado las cuestiones de seguridad y sostenibilidad del abastecimiento energético, y a finales de 2000 abrió un debate al respecto con su libro verde. Es en la faceta del consumo, -el control



Comisión

Nacional

de Energía

de la demanda de energía-, donde el libro verde juzga que existe un mayor potencial para establecer una estrategia eficaz de actuación. Para ello recomienda varias actuaciones, entre las que destacan la profundización en los procesos de liberalización –para hacer llegar al consumidor la señal de precio-, el establecimiento de mecanismos que aseguren que estos precios reflejan los costes reales, y la promoción del ahorro energético. Por último, sugiere la intensificación de esfuerzos en dos sectores de creciente desarrollo e intensivos en energía, pero con un gran potencial de mejora: los sectores del transporte y de la edificación³.

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

No obstante lo anterior, en ocasiones la demanda de electricidad es inelástica al precio, como sucede en el sector doméstico, del alumbrado y de la administración pública y en el sector servicios. En estos casos, de acuerdo con lo previsto en el 46 de la Ley del Sector Eléctrico, es posible desarrollar programas de gestión de la demanda para fomentar la eficiencia y el ahorro energético, basados en incentivos reconocidos en la tarifa eléctrica.

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

³ El Libro Verde sugiere la adopción de medidas adicionales para incrementar el ahorro energético en los edificios. En este sentido, se aprobó en 2003 la Directiva relativa al rendimiento energético de los edificios.



Comisión

Nacional

de Energía

incentivar la penetración en el mercado de nuevas tecnologías de consumo eficiente, como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A, la regulación de motores o las bombas de calor, así como la realización de campañas de formación y concienciación sobre el ahorro energético. En los informes siguientes, que se pueden consultar en su página web de la CNE, se pueden analizar los resultados obtenidos.

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

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

Por lo tanto, la Comisión considera conveniente la fijación de un importe en dotación prevista en la metodología de tarifas, que se destine a la incentivación económica de programas de gestión de la demanda, con el fin de implementar parte de los objetivos establecidos en la reciente “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”, en los sectores de demanda mas inelástica al precio.



4.4 Costes permanentes del sistema

4.4.1 Costes e ingresos de las empresas Extrapeninsulares. Compensación extrapeninsular

La propuesta de RD por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2004 determina unas cuotas del 1,489% y del 4,121% sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, como “compensación extrapeninsulares”. Estas cuotas suponen unos ingresos previstos en concepto de compensación extrapeninsular de 242,6 M€ (40.363 MPTA), lo que constituye un incremento respecto a la compensación prevista en la tarifa del año anterior del 9%. Además, la tarifa de 2004 prevé dos partidas adicionales más, la primera de 20,0 M€ (3.322⁴ MPTA), en concepto de cuota de recuperación del déficit extrapeninsular correspondiente a las Disposiciones Adicionales Segunda de los RRDD 3490/2000, de 29 de diciembre y 1483/2001, de 27 de diciembre, y la segunda, de 4,5 M€ en concepto de “modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas” destinadas al operador del sistema, por la operación de los sistemas extrapeninsulares.

La Comisión Nacional de Energía, en su sesión del 12 de junio de 2003, aprobó ***Informe 7/2003, a la propuesta de Real Decreto que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.***

En su informe, la Comisión Nacional de Energía consideraba muy positiva la existencia de una propuesta de Real Decreto que desarrolle la Ley del Sector

⁴ Determinado con el procedimiento incluido en la memoria justificativa de la propuesta de RD de metodología de tarifas.



Comisión

Nacional

de Energía

Eléctrico. *“Se trata de una propuesta de regulación no exenta de dificultades, ya que debe ser acordada con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas, y quizás por ello llega cinco años y medio después de la entrada en vigor de la Ley”.*

La CNE valoró positivamente la regulación de las actividades de transporte, distribución, comercialización y operación del sistema. Sin embargo, la Comisión, señalaba en su informe:

“No obstante lo anterior, la valoración no puede ser tan positiva en lo que respecta a la regulación de la actividad de producción. Si bien la propuesta de Real Decreto efectúa un tratamiento correcto, aunque mejorable, de las instalaciones existentes, la misma es insuficiente en lo que se refiere a las instalaciones nuevas. En la propuesta no se sientan las bases para el posible desarrollo futuro de la competencia y se limita la entrada de nueva potencia por encima de un determinado nivel. Además, en la propuesta se establecen unos objetivos ambiciosos para la calidad del servicio de la generación, lo que conlleva la programación de un exceso de potencia rodante.

Con ello, se puede estar dificultando la entrada de nuevos agentes y en perjuicio de los consumidores en general, que pueden ver en el futuro incrementada la compensación”.

Asimismo, en su informe, la CNE incluyó una serie de propuestas, entre las que destacan las dos siguientes:

- *Posibles mejoras a introducir en la propuesta de Real Decreto para sentar las bases de una competencia futura.* Se proponía un despacho de costes variables declarados y auditados, el fomento de la contratación bilateral física y en su caso, la realización de concursos para la instalación de nueva capacidad.



Comisión

Nacional

de Energía

- *Posibles mejoras en la propuesta de Real Decreto para la retribución de los generadores existentes si se mantuviese el esquema basado en costes estándares.* Se proponían, entre otros, el reestablecimiento de los mecanismos de eficiencia que contenía el marco anterior: la fijación *ex ante* de objetivos de eficiencia global para la explotación unificada de cada sistema aislado y las revisiones periódicas de los consumos específicos estándares.

En estos momentos, aún no se dispone del marco regulatorio específico de las actividades eléctricas que se desarrollan en los sistemas insulares y extrapeninsulares. Por ello, la Comisión, debe reiterar nuevamente la necesidad urgente de desarrollar la Ley del Sector para los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el fin de: 1) eliminar la inseguridad regulatoria actual, 2) evitar la discriminación de las empresas y los consumidores insulares, y 3) incrementar la transparencia de la compensación presupuestada en tarifas.

Por todo lo anterior, la Comisión no puede pronunciarse sobre la compensación propuesta para la tarifa de 2004, como tampoco lo ha hecho en años anteriores. No obstante, ha de señalar el incremento que experimenta la compensación en 2004 con respecto a la cantidad presupuestada en 2003, o en cualquiera de los años anteriores. La ausencia de regulación específica, y la escasa información proporcionada en la memoria justificativa de la propuesta de Real Decreto que se informa, hacen imposible cualquier valoración con un mínimo de rigor. Tan solo señalar que los incrementos en los costes de transporte, distribución y comercialización, que parten de los considerados en la tarifa de 2003, no son suficientes para justificar el fuerte incremento de la compensación. Estos costes, según la información anexa a las propuestas de tarifa de otros años, provienen de auditorías de 2000, que por no ser conocidas por la Comisión, no puede valorar. Aparentemente, tampoco se puede justificar el incremento de la compensación por el coste de generación que se propone en 2004.



Comisión
Nacional
de Energía

Asimismo, la CNE considera vigentes los mismos comentarios realizados en su informe a la propuesta de Real Decreto de tarifas de 2003, especialmente en relación a la anualidad del reconocimiento de los costes de las revisiones derivadas de los costes de generación extrapeninsular de los años 2001 y 2002.

Por último y por las mismas razones anteriores, la CNE no puede valorar la nueva partida presupuestada en concepto de “modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas” destinados al operador del sistema, por la operación extrapeninsular.

En definitiva, la Comisión debe reiterar que no puede pronunciarse sobre los costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares, es decir, sobre la compensación extrapeninsular que se incluye en la propuesta de Real Decreto, ya que por una parte, aún no se ha establecido el marco regulatorio de desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico que permita su cálculo, y por otra, en la documentación que se acompaña a la propuesta no se informa suficientemente de los criterios y de los datos que dan lugar al importe que se propone. Por todo ello, la Comisión expresa nuevamente la necesidad urgente de desarrollar la normativa prevista en la Ley del Sector Eléctrico para los sistemas insulares y extrapeninsulares, con el fin de eliminar la inseguridad regulatoria actual, evitar la discriminación de empresas y consumidores insulares, y además, incrementar la transparencia de la compensación presupuestada en tarifas.



4.4.2 La retribución al Operador del Sistema

De acuerdo con la información que acompaña la Propuesta de RD de la Tarifa eléctrica 2004, la retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema asciende a 33.104 miles de euros. De esta cuantía, 28.559 miles de euros corresponden a la retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema en la península, lo que supone un incremento de un 84% respecto a la cantidad asignada en la tarifa eléctrica de 2003 según se observa en el siguiente cuadro.

Retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema con cargo a la tarifa eléctrica (miles de euros)

| | Tarifa eléctrica 2003 | Propuesta de RD de Tarifas 2004 | % variación 2004/2003 |
|---|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|
| Operación del Sistema peninsular | 15.521 (*) | 28.559 | 84% |
| Operación del Sistema extrapeninsular e insular | | 4.545 | |
| Total | 15.521 | 33.104 | |

Fuente: REE y Propuesta de RD Tarifas 2003 y 2004

(*) Cantidad asignada en la Propuesta de Real Decreto de Tarifa eléctrica de 2003

Asimismo, en base al artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, se incluye en la Propuesta de RD una cuantía de 4.545 miles de euros para el desarrollo de la Operación de los sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares en 2004, debido a que el borrador de RD, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, determina las funciones de la actividad de Operación del Sistema en los citados Sistemas eléctricos, y designa expresamente a REE para llevarla a cabo.



Comisión

Nacional

de Energía

OS peninsular

Según la información aportada por REE a la CNE, en respuesta a la petición de información de 23 de septiembre de 2003, esta compañía solicita un importe con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, por el desarrollo de la actividad de OS en la península, que asciende a 27.801 miles de euros.

Por una parte, la cantidad asignada a REE en la Propuesta de RD, por el desarrollo de la actividad de OS en la península, es superior en 758 miles de euros a la cantidad solicitada por esta compañía.

Como se recoge en el Anexo I del presente informe, se estima en 19.741 miles de euros la retribución por la Operación del Sistema peninsular. Dicha cuantía se obtiene a partir de la información de las memorias de REE correspondiente a 2002, último año disponible con las cuentas auditadas de la compañía. Según esta información, la retribución del OS peninsular que hubiera permitido un resultado de ejercicio sin pérdidas hubiera correspondido a 18.891 miles de euros. Partiendo, de dicha retribución sin pérdidas para 2002, la aplicación de la fórmula de actualización propuesta por REE para años sucesivos, proporcionaría una retribución para la actividad del OS peninsular de 19.741 miles de euros.

Asimismo, en la información remitida por REE a esta Comisión se solicitaba que la CNE propusiera al Ministerio de Economía, si así lo consideraba, la aprobación de la contratación de la póliza de seguro, en referencia al artículo 27.4 del RD 1955/2000 a suscribir por REE en su calidad de OS. En concepto de la prima anual de dicho seguro, REE solicitaba la inclusión de miles de euros en la tarifa eléctrica del ejercicio 2004, si bien en el momento de realizar el presente informe no se ha realizado la propuesta por parte de esta Comisión, de la contratación de la póliza de seguro.



Comisión
Nacional
de Energía

OS extrapeninsular e insular

La cantidad asignada a REE en la Propuesta de RD para desarrollar la Operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares en 2004 resulta ser inferior a la cantidad solicitada por dicha compañía en un 74,8%.

Asimismo, y de acuerdo con lo señalado en el apartado 2.2.3 sobre variación máxima de la tarifa media y de las tarifa integrales y de acceso, esta Comisión considera que en la medida en que, en el momento de realizar la propuesta no ha habido un cambio en la normativa específica por la que se regula los sistemas extrapeninsulares e insulares, si se considerara conveniente retribuir al Operador del Sistema por su actividad de operación del sistema extrapeninsular con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, dicha retribución podría incluirse en el cálculo de la variación máxima de la tarifa media del 1,4%, pero no como una variación adicional motivada por el punto 4 del artículo 8 del RD 1432/2002.

En definitiva, señalar que la cuantía total asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema con cargo a la tarifa eléctrica 2004 en la Propuesta de RD es un 28% inferior a la cantidad solicitada por dicha empresa (sin incluir prima anual). Esta diferencia se debe a la menor cuantía asignada a la Operación del Sistema extrapeninsular e insular en la Propuesta de RD.



Diferencias entre la retribución solicitada por REE por la actividad de OS con cargo a la tarifa eléctrica 2004 y la retribución asignada en la Propuesta de RD (miles euros)

| | Retribución solicitada por el OS en la tarifa eléctrica de 2004 | Retribución asignada al OS en la Propuesta de RD de Tarifas 2004 | % variación entre la retribución asignada al OS en la tarifa eléctrica 2004 y retribución solicitada |
|---|---|--|--|
| Operación del Sistema peninsular | 27.801 | 28.559 | 2,7% |
| Operación del Sistema extrapeninsular e insular | 18.063 | 4.545 | -74,8% |
| Prima anual Art. 27.4 RD 1955/2000 | | | |
| Total | | 33.104 | |
| Total (sin incluir prima anual) | | 33.104 | |

Fuente : REE y Propuesta de RD Tarifas 2004

Por último, en virtud de lo establecido en la Ley 54/1997 *REE* está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, aunque no a la separación jurídica. Sin embargo, en línea con lo señalado en diversos informes de esta Comisión, se considera necesario garantizar la independencia entre la actividad de transporte y la operación del sistema mediante la separación jurídica de las mismas. Cabe señalar que actualmente la organización de ambas actividades se encuentran en la misma línea de mando.

4.4.3 Retribución al Operador de Mercado

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, aplicando unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas integrales y de acceso, según el procedimiento de ingresos sujetos a liquidación del RD 2017/1997. Dichos porcentajes son fijados anualmente en el RD de tarifas.



Comisión

Nacional

de Energía

Cuotas correspondientes al Operador de Mercado. 1998 - 2004

| AÑO | Sobre tarifas integrales | Sobre tarifas de acceso |
|------|--------------------------|-------------------------|
| 1998 | 0,036 | 0,083 |
| 1999 | 0,056 | 0,146 |
| 2000 | 0,056 | 0,153 |
| 2001 | 0,069 | 0,201 |
| 2002 | 0,073 | 0,178 |
| 2003 | 0,068 | 0,192 |
| 2004 | 0,057 | 0,159 |

Fuente: Reales Decretos de Tarifas y Propuesta de RD Tarifas 2004

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

En la información que acompaña a la propuesta de RD, se asigna una retribución al Operador del Mercado con cargo a la tarifa de 2004 de 9.353 miles de euros. Dicha cuantía es la misma que la asignada a esta institución en la propuesta de RD de 2003, si bien las cuotas incluidas finalmente en el RD 1436/2002 fueron más elevadas que las de la propuesta de RD, por lo que la cantidad que correspondería de aplicar las cuotas del RD 1436/2002 es superior a la de la propuesta de RD de 2003.



Comisión
Nacional
de Energía

Retribución asignada a OMEL por la actividad de Operador de Mercado con cargo a la tarifa eléctrica (Miles de €)

| Propuesta de RD de Tarifas 2003 | Propuesta de RD de Tarifas 2004 | % variación 2004/2003 |
|---------------------------------|---------------------------------|-----------------------|
| 9.353 | 9.353 | 0% |

Fuente: Propuesta de RD Tarifas 2003 y 2004

Según la información aportada por OMEL a esta Comisión, dicha Compañía ha solicitado con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, unos ingresos de 11.646 miles de euros, lo que supondría un aumento del 24,5% respecto a la retribución considerada en la propuesta de RD 2003.

Diferencias entre la retribución solicitada por OMEL con cargo a la tarifa eléctrica y la retribución asignada en la Propuesta de RD (miles de €)

| Retribución solicitada por OMEL en la tarifa eléctrica de 2004 (A) | Retribución asignada al OMEL en la Propuesta de RD (B) | % de variación (A) sobre (B) |
|--|--|------------------------------|
| 11.646 | 9.353 | 24,5% |

Fuente: OMEL y Propuesta de RD Tarifas 2004

OMEL ha incluido en dicha retribución gastos derivados del desarrollo de actividades relacionadas con el MIBEL en 2004, que según información aportada a esta Comisión estima en miles de euros, si bien en la medida en que actualmente está en discusión el desarrollo del modelo a aplicar, no tendría que considerarse costes por aumentos en nuevas actividades de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica.



Comisión

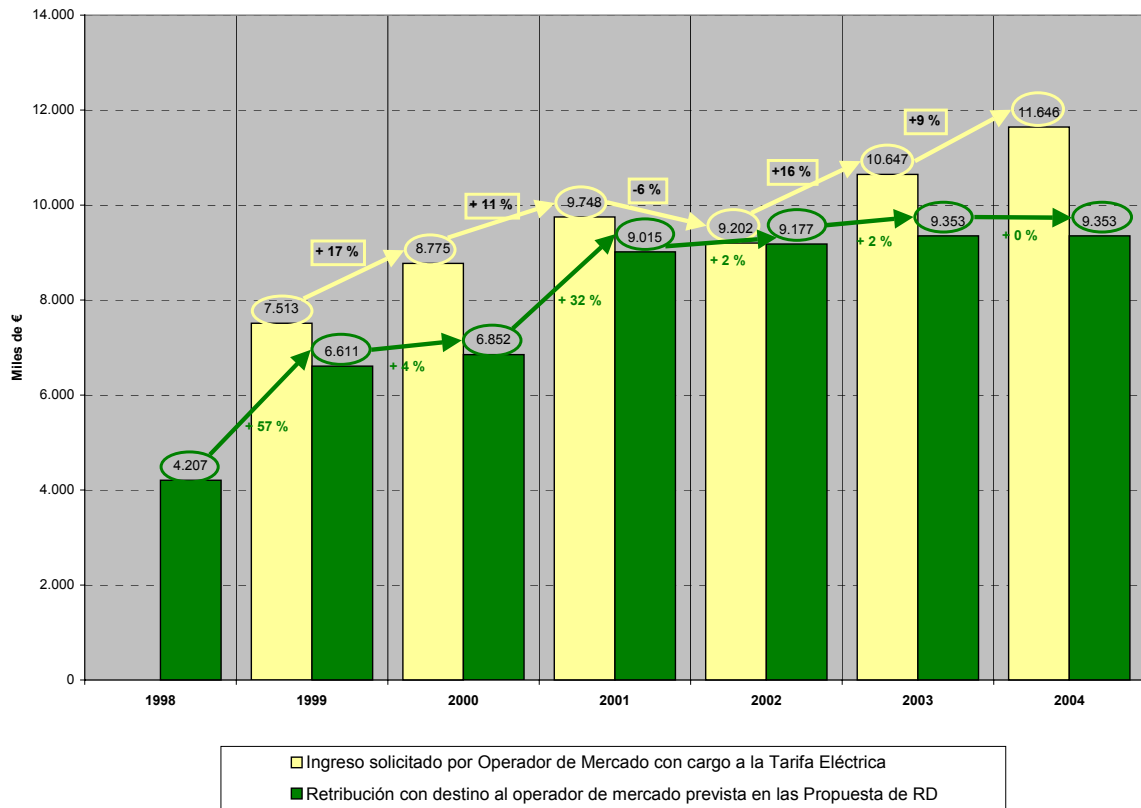
Nacional

de Energía

Por tanto el importe solicitado por OMEL para 2004 eliminando los costes previstos por dicha Compañía para desarrollar tareas relacionadas con el MIBEL asciende a miles de euros, un % que la retribución asignada en la propuesta de RD.

En el siguiente gráfico se compara la retribución solicitada por OMEL y la correspondientemente asignada en sucesivas propuestas de RD de tarifas. Se observa que en la tarifa eléctrica 2002 las retribuciones asignadas en la propuesta de RD y las solicitadas por OMEL son muy similares y, a partir de entonces, las cantidades solicitadas por OMEL anualmente se han ido distanciando de las incluidas en las respectivas propuestas de RD. En este sentido, llama la atención los aumentos solicitados por OMEL para los años 2003 y 2004 (16% en 2003 y 9% en 2004 sobre cantidades solicitadas) cuando no se les atribuye nuevas funciones en el marco en el que se circunscribe la actividad de dicha Compañía.

Evolución de la retribución solicitada por OMEL y la asignada en las propuestas de RD de tarifas



Fuente: OMEL y Propuesta de RD Tarifas.

De la información que ha proporcionado dicha Compañía a esta Comisión se deduce que las principales partidas de aumento de gasto para 2004 se derivan de.

En consecuencia, del análisis de esta información, esta Comisión considera una retribución adecuada para el OMEL de 9.912 miles de euros con cargo a la tarifa 2004, esto es, un 6% superior a la de 2003, justificada por una menor dotación a la amortización, gastos de personal, asesoría y consultoría y telecomunicaciones a la solicitada por OMEL para 2004.



4.5 Costes de Transición a la Competencia

4.5.1 Stock de carbón autóctono

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

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

La Memoria Económica del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, establece la metodología para la determinación del sobrecoste del carbón almacenado al inicio del nuevo marco regulatorio, como diferencia entre el precio del carbón nacional para cada central y el precio del carbón de importación situado en



Comisión

Nacional

de Energía

cada central (restándole el transporte) por las toneladas existentes en el parque a 31 de diciembre de 1997.

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

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

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

El extracto del cálculo de este sobrecoste, de 12.296 MPTA (73,9 M€) a 31 de diciembre de 1997, se refleja en el cuadro siguiente:



EXISTENCIAS Y SOBRECOSTE DEL CARBÓN AUTÓCTONO EN LAS CENTRALES TÉRMICAS ESPAÑOLAS

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

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

Este criterio es el que se adoptó en tarifas de los dos últimos años, y el que se adopta en la previsión de 2004, ya que se imputan a este año 2,14 M€ (equivalentes a 355 MPTA) que son conformes con el cuadro de cálculo de la anualidad que figura en el mencionado **Informe 14/2001 de la CNE**.



Comisión

Nacional

de Energía

4.5.2 Prima implícita del carbón autóctono

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

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

La Disposición Adicional 1ª del Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes, modificó la prima al consumo de carbón autóctono para el ejercicio de 1998. La modificación se llevó a cabo mediante un cuadro en el que figuraban las centrales consumidoras de carbón autóctono junto a dos columnas, correspondientes a



Comisión

Nacional

de Energía

dos tipos de primas, en PTA/kWh, para aplicar una de ellas “*hasta producción CTC*” y la otra “*por encima de producción CTC*”. En una tercera columna se incluía la producción que sirve de límite a la aplicación de la prima de la primera columna, denominada “*producción CTC CN*”, en GWh b.c. Lo sustancial de esta modificación fue el incremento de los importes de las primas respecto a las del Real Decreto 2017/1997, alcanzando en la práctica un valor promedio de 1,44 PTA/kWh, según resultó de las liquidaciones de actividades reguladas correspondientes a 1998. Asimismo, en esta modificación, tampoco se estableció expresamente referencia alguna al límite de las cantidades de carbón que pueden devengar prima, por lo que en teoría, podrían ser éstas ilimitadas.

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

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

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



Comisión

Nacional

de Energía

mensual procedente el mercado supera un precio objetivo considerado en el Real Decreto de tarifas.

Las Ordenes Ministeriales, de 25 de abril y 26 de noviembre de 2001, de 25 de noviembre de 2002, y de 29 de octubre de 2003, establecieron, respectivamente para el periodo 2000 - 2003, las primas al consumo de carbón autóctono, detallando en sus puntos primeros las mismas primas por centrales que las establecidas para el año 1999, y en sus puntos segundos las producciones máximas por centrales asociadas al consumo de carbón autóctono. Estas producciones se determinaron sobre la base de las cantidades de carbón contratado entre las empresas eléctricas y mineras, *“que dado su plazo, garantiza el suministro”*, en contraposición al criterio empleado en 1999, donde se tomaron como referencia las cantidades del Plan de la Minería.

La Decisión de 25 de julio de 2001 de autorización de los CTC's por parte de la UE, establece la devolución de una parte de la prima al carbón autóctono de los años 1998 y 1999 correspondiente al exceso sobre el umbral del 15 % de energía primaria necesaria para producir electricidad, de acuerdo con establecido en la Directiva 96/92/CE. En concreto señala en el punto 116: *“Dado que las primas atribuidas durante los años 1998 y 1999 han tenido por objeto una cantidad de energía superior al umbral del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en España, las autoridades españolas se han comprometido a recuperar de los beneficiarios las cantidades abonadas en exceso (7.169 millones de pesetas (43,09 millones de euros) en 1998 y 2.307 millones de pesetas (13,87 millones de euros) en 1999), aumentados con intereses calculados sobre la base del tipo de referencia de la Comisión. Esta recuperación se efectuará mediante una disminución excepcional de la cantidad por kWh de la prima, en los próximos cuatro años”*.



Comisión

Nacional

de Energía

En la documentación que se acompaña a la propuesta del RD que se informa se establece un coste en concepto de prima al carbón autóctono para el año 2004 de 189,83 M€ (31.585 MPTA) y una reducción de la prima de 17,4 M€ (2.902 MPTA). El primer importe está en línea con lo dispuesto en la mencionada Disposición transitoria 4 de la Ley del Sector Eléctrico en el sentido de alcanzar en términos multianuales una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh (6 €/MWh), aunque no se indican las cantidades de carbón CECA máximas consideradas para el año 2004. El segundo importe es conforme con la anualidad correspondiente a la mencionada reducción de la prima, contenida en la Decisión de la UE de 25 de julio de 2001.

4.5.3 Costes de Transición a la Competencia Tecnológicos

El párrafo segundo, punto 2, del artículo 8 del RD 1432/2002 determina que si en el caso de aplicar una hipótesis de recuperación lineal de CTC se apreciara que el saldo pendiente de cobro de CTC a 31 de diciembre de 2010 no fuera igual a cero, el Gobierno en el cálculo de la tarifa eléctrica media considerará un incremento igual al 1,4%.

A partir del saldo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2003 se ha calculado la anualidad correspondiente de CTC, utilizando el Euribor a tres meses del 2,40% del Escrito de la DGPEM de 7 de noviembre de 2003 referente a parámetros macroeconómicos a utilizar en los cálculos previos a la determinación de la tarifa eléctrica de 2004. La anualidad de CTC que correspondería aplicar con cargo a la tarifa eléctrica 2004 excede de la considerada en la propuesta de RD, lo que se justificaría por la aplicación del tope legal 1,4% según el citado artículo.

4.6 Costes de Diversificación y Seguridad del abastecimiento



Comisión

Nacional

de Energía

4.6.1 Comentarios sobre el régimen especial

Sobre la previsión de energía aportada por el régimen especial

En aplicación del Real Decreto 1432/2002, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2004 recoge los costes de generación de régimen especial de acuerdo con la previsión de energía realizada por la CNE. En concreto se prevé para el año 2004 una energía aportada por el régimen especial peninsular de 43.463 GWh y por el régimen especial extrapeninsular de 784 GWh, lo que supone a nivel nacional un crecimiento del 9%.

El cuadro siguiente muestra el desglose de dichas previsiones junto con la previsión de cierre para el año 2003 realizada por la CNE. Adicionalmente se incluye la potencia de régimen especial prevista al final de cada año.

| Previsión de Régimen Especial | | | 2003 | | 2004 | |
|-------------------------------|-------------|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | Energía (GWh) | Potencia (MW) | Energía (GWh) | Potencia (MW) |
| | | RD2366/94 | 10.808 | 3.425 | 10.601 | 3.401 |
| | | RD2818/98 | 22.000 | 8.820 | 24.612 | 10.048 |
| | | Total RD2366 y RD2818 | 32.807 | 12.245 | 35.214 | 13.449 |
| | RD 841/2002 | P<=50 | 4.990 | 1.007 | 4.990 | 1.007 |
| | | P>50 | 2.078 | 658 | 3.260 | 658 |



| | | | | | |
|------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | Total RD841/2002 | 7.067 | 1.665 | 8.250 | 1.665 |
| Total Peninsular | | 39.874 | 13.910 | 43.463 | 15.114 |
| | RD2366/94 | 292 | 81 | 292 | 81 |
| | RD2818/98 | 313 | 113 | 341 | 123 |
| | Total CANARIAS | 606 | 194 | 633 | 204 |
| | RD2366/94 | 145 | 36 | 145 | 36 |
| | RD2818/98 | 6 | 1 | 6 | 1 |
| | Total BALEARES | 151 | 38 | 151 | 38 |
| Total Extrapeninsular | | 757 | 232 | 784 | 242 |
| Total Nacional | | 40.632 | 14.142 | 44.249 | 15.356 |

Esta previsión ha sido realizada siguiendo los siguientes criterios:

- Se ha incluido tanto las instalaciones que están vertiendo electricidad a las distribuidoras como las que están participando en el mercado.
- Se ha considerado que el año 2003 tiene una alta hidraulicidad (a noviembre de 2003, el producible hidráulico es de 1,18) y que el año 2004 tiene una hidraulicidad media. Para el resto de tecnologías se ha considerado el funcionamiento medio de los últimos años.
- Se ha considerado para el año 2004 la misma participación del régimen especial en el mercado de electricidad que existe actualmente.
- Se ha calculado la potencia instalada a final de cada año, considerando la misma tendencia de crecimiento que la registrada en los últimos años, para cada tecnología.

El cuadro siguiente muestra las previsiones realizadas por la CNE junto con la realizada por UNESA y por REE:

| | 2003 | | 2004 | |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|
| | GWh | MW | GWh | MW |
| CNE (Nacional) | 40.632 | 14.142 | 44.249 | 15.356 |
| UNESA (Nacional) | 40.406 | 14.756 | 43.606 | 16.503 |



Comisión
Nacional
de Energía

| | | |
|-------------------------|--|--------|
| REE (Peninsular) | | 45.716 |
|-------------------------|--|--------|

Sobre la previsión de las primas, precios y tarifas de venta de la energía aportada por el régimen especial

La propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2004 propone en su anexo IV las primas y precios regulados en el RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, así como las tarifas aplicables a las ventas de energía procedentes de las instalaciones que transitoriamente permanecen acogidas al RD 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables. En la propuesta, estas primas, precios y tarifas no se han variado frente a los vigentes actualmente, no aplicándose por tanto, las actualizaciones que correspondería en cada caso según lo descrito en el RD 1432/2002.

En la exposición de motivos de la propuesta de Real Decreto, se indica que no se han modificado estos precios por estar próximo el desarrollo de una nueva metodología de cálculo de los precios y primas aplicable a este tipo de instalaciones.

Para calcular el coste del régimen especial en el año 2004, la propuesta de Real Decreto mantiene los precios medios previstos por la CNE en cada régimen económico, que fueron remitidos al MINECO a efectos de cierre del año 2003.

| | 2003 (Precios previstos por CNE) | | | 2004 (Precios de la Propuesta de RD) | | |
|-----------|--|-------|-------------------|---|-------|-------------------|
| | Precio Energía (cent€/kWh (GWh)) | | Coste (Miles€) | Precio Energía (cent€/kW (GWh) h) | | Coste (Miles€) |
| RD2366/94 | 10.808 | 6,488 | 701.273 | 10.601 | 6,488 | 687.842 |



Comisión
Nacional
de Energía

| | | | | | | |
|------------------------|---------------|--------------|------------------|---------------|--------------|------------------|
| RD2818/98 | 22.000 | 6,420 | 1.412.436 | 24.612 | 6,420 | 1.580.131 |
| RD841/2002 | 7.067 | 5,292 | 373.989 | 8.250 | 5,292 | 436.594 |
| Peninsular | 39.875 | 6,239 | 2.487.698 | 43.463 | 6,223 | 2.704.566 |
| RD 2366/94 | 437 | 5,874 | 25.671 | 437 | 5,874 | 25.671 |
| RD 2818/98 | 319 | 6,501 | 20.737 | 347 | 6,501 | 22.557 |
| Extrapesinsular | 757 | 6,139 | 46.408 | 784 | 6,152 | 48.228 |
| Total | 40.632 | 6,237 | 2.534.106 | 44.249 | 6,221 | 2.752.795 |

Para calcular el precio medio del cierre del año 2003, la CNE consideró las primas y precios vigentes, y como precio de mercado, la media aritmética móvil octubre 2002-septiembre 2003 de los precios calculados por OMEL a efectos de la aplicación del artículo 24 del RD 2818/98 (es decir, 3,594 cent€/kWh).

Esta Comisión considera adecuado que las primas y precios de las instalaciones del RD 2818/98 no se actualicen siempre que el desarrollo de la nueva metodología prevista en la exposición de motivos de la propuesta de RD sea inmediato. Sin embargo, las tarifas de las instalaciones del RD 2366/94 sí deberían actualizarse de acuerdo con lo previsto en el RD 1432/2002, ya que las instalaciones que están acogidas al RD 2366/94 no se verán afectadas en el futuro por la nueva metodología.

Propuesta de la CNE de precios de las instalaciones del régimen especial acogidas al Real Decreto 2366/1994



| GRUPO | POTENCIA INSTALADA (MVA) | RD 1436/2002 | | 2004 | | Variación 2004/RD 1436/2002 |
|-----------------|-----------------------------|---------------------|------------|------------------|------------|-----------------------------------|
| | | Tp (€/kWh) y mes | Te (€/kWh) | Tp (€/kWh) y mes | Te (€/kWh) | |
| Grupo A | P ≤ 50 | 1,796837 | 0,059772 | 1,826664 | 0,06076 | 1,66% |
| Grupo B | P ≤ 50 | 3,697573 | 0,054373 | 3,758953 | 0,05528 | 1,66% |
| Grupos C, D Y E | P ≤ 15 | 9,717587 | 0,044001 | 9,878899 | 0,04473 | 1,66% |
| | 15 < P ≤ 30 | 9,418116 | 0,042406 | 9,574457 | 0,04311 | 1,66% |
| | 30 < P ≤ 50 | 9,130866 | 0,041178 | 9,282438 | 0,04186 | 1,66% |
| Grupo F | P ≤ 50 | 1,796837 | 0,059773 | 1,826664 | 0,06077 | 1,66% |

En el cuadro siguiente se incluye una valoración del coste del régimen especial en 2004, manteniendo en principio invariables las primas y precios de las instalaciones acogidas al RD 2818/1998 y modificando las tarifas aplicables a las instalaciones del RD 2366/1994.

| Previsión del coste del régimen especial | Precios propuestos por la CNE para 2004 | | |
|---|---|-----------------------|--------------------|
| | Energía (GWh) | Precio (cent€/kWh) | Costes (Miles€) |
| Total RD2366/94 | 10.601 | 6,593 | 698.943 |
| Total RD2818/98 | 24.612 | 6,420 | 1.580.131 |
| Total RD841/2002 | 8.250 | 5,292 | 436.594 |
| Total PENINSULAR | 43.464 | 6,248 | 2.715.668 |
| Total RD2366/94 | 437 | 5,966 | 26.097 |
| Total RD2818/98 | 347 | 6,501 | 22.557 |
| Total EXTRAPENINSULAR | 785 | 6,198 | 48.654 |
| Total Régimen Especial | 44.249 | 6,247 | 2.764.322 |

Con ello se obtendría un coste superior en 11.527 Miles de € respecto al importe contenido en la propuesta de RD, lo que supondría un incremento adicional de la tarifa media del 0,07%.

Sobre la revisión de la previsión de 2003

Según el artículo 7 del RD 1432/2002, en el cálculo de la tarifa eléctrica media de cada año se deben incluir las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores, para 4 supuestos, entre ellos, cuando el sobrecoste de las primas del régimen especial resulte superior o inferior en un 5% respecto al previsto. Además, el valor máximo de las revisiones totales correspondientes no podrá dar lugar a un incremento de la tarifa media del año en cuestión superior a un 0,6%.

Según lo anterior, en la tarifa del año $n+1$, que se determina en el año n , se debe realizar una modificación de la previsión del sobrecoste incluido en la tarifa del año n , para adaptarlo a la información no completa disponible en ese momento; y en la tarifa del año $n+2$, se debe considerar la revisión definitiva del sobrecoste correspondiente al mismo año n , una vez se conoce el sobrecoste real, por haber concluido dicho año n .

Previsión considerada en el Real Decreto por el que se establece la tarifa de 2003

En la memoria sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa para el año 2003, se consideró una energía de régimen especial de 35.705, y un precio medio de venta de electricidad de 6,190 cent€/kWh, todo ello sin incluir la energía procedente de las instalaciones de régimen especial que participan en el mercado. Adicionalmente, se consideró que el incentivo correspondiente a esas instalaciones que participan en el mercado era de 12.020 Miles€, indicando que la energía aportada por ellas estaba incluida en la energía aportada por los generadores en régimen ordinario con derecho a CTC's. Si bien se desconoce cual fue en concreto esta energía, teniendo en cuenta que el incentivo medio unitario previsto por la CNE para el año 2003 es de 1,387 cent€/kWh, la cuantía de 12.020 Miles€ en concepto de incentivo corresponde a una energía de 866 GWh. Esta energía fue asimismo implícitamente valorada a 3,6061 cent€/kWh, sin tener en cuenta el incentivo, al estar incluida dentro del grupo de generadores con derecho a CTC's. Con todo ello, resultó un coste total de régimen especial para el año 2003 de 2.253.528



Comisión
Nacional
de Energía

Miles€. En el cuadro siguiente se muestra tanto este coste previsto como el sobrecoste indicado en la propuesta de Tarifas de 2003.

| Previsión de Régimen Especial 2003 | | | | |
|--|-----------------------|-----------|--------------------------|--------------------|
| Memoria de Propuesta de RDTarifas 2003 | GWh | cent€/kWh | Coste total Miles € | Sobrecoste Miles € |
| Ventas a distribuidora | 35.705 | 6,190 | 2.210.285 | 910.720 |
| Ventas a mercado | 866 | 4,993 | 43.243 | 12.020 |
| Total | (0) 36.571 | | (1) 2.253.528 | (2) 922.740 |

Criterios posibles para realizar la revisión provisional del sobrecoste de 2003

Para calcular la variación del sobrecoste del régimen especial de 2003, con la información disponible en la actualidad, se podrían emplear las siguientes alternativas, al no haber concluido aún dicho año:

- 1) **Revisión del sobrecoste.**- Calcular la variación entre el sobrecoste de las primas del régimen especial previsto en el RD que establece la tarifa en 2003 (922.740 Miles€) y el sobrecoste revisado, como mejor previsión de cierre del año 2003, calculado a partir de la información disponible. Con esta alternativa, se precisa efectuar las tres previsiones siguientes, para cerrar el año 2003:
 - Coste del régimen especial
 - Precio del mercado
 - Energía cedida por el régimen especial

Ésta es la alternativa aplicada en la propuesta de Real Decreto para calcular la revisión, por ser ésta la que mejor se ajusta a lo establecido en el RD 1432/2002. Sin embargo, esta alternativa presenta el inconveniente de tener que efectuar las tres aproximaciones anteriores, necesarias para



Comisión

Nacional

de Energía

cerrar el año 2003 a partir de la información disponible en la actualidad, con la consiguiente acumulación de errores.

| Previsión de cierre de 2003 del sobrecoste del régimen especial | | | |
|--|---------------|------------------|--------------------------|
| Alternativa 1 | GWh | cent€/kWh | Sobrecoste Miles€ |
| Ventas a distribuidora | 33.564 | 2,841 | 953.637 |
| Ventas a mercado | 7.067 | 1,3873 | 98.041 |
| Total | 40.632 | | (3) 1.051.678 |

| | | |
|---|----------------------|------------|
| Variación con respecto a propuesta de RD de Tarifas 2003 | [(3) - (2)] | 14% |
|---|----------------------|------------|

Sobrecoste aplicable en la tarifa de 2004: $922.740 * 14\% = 128.938$ Miles€

2) **Revisión de la energía y del coste.**- Calcular la variación entre el coste del régimen especial previsto en el RD que establece la tarifa en 2003 (2.253.528 Miles€) y el coste revisado, como mejor previsión de cierre del año 2003, calculado a partir de la información disponible. Con esta alternativa, se precisa efectuar las dos previsiones siguientes, para cerrar el año 2003:

- Coste del régimen especial
- Energía cedida por el régimen especial

Esta alternativa supone una aproximación para la determinación de la variación relativa del sobrecoste del régimen especial, como avance de la revisión definitiva que se efectuará al año siguiente. Presenta la ventaja de que en ella se omite una de las previsiones que se realizan en la alternativa 1), como es el precio del mercado, con lo que se elimina una fuente de error.



| Previsión de cierre de 2003 del coste total del régimen especial | | | |
|---|---------------|--------------|------------------|
| Alternativa 2 | GWh | cent€/kWh | Miles€ |
| Ventas a distribuidora | 33.564 | 6,436 | 2.160.082 |
| Ventas a mercado | 7.067 | 5,292 | 373.989 |
| Total | 40.632 | 6,436 | 2.534.071 |

| | | |
|---|----------------------|------------|
| Variación con respecto a propuesta de RD de Tarifas 2003 | [(4) – (1)] | 12% |
|---|----------------------|------------|

Sobrecoste aplicable en la tarifa de 2004: 922.740 * 12% = 114.872 Miles€

- 3) **Revisión de la energía.**- Calcular la variación entre la energía del régimen especial prevista en el RD que establece la tarifa en 2003 (36.571 GWh) y la energía revisada, como mejor previsión de cierre del año 2003, calculada a partir de la información disponible. Con esta alternativa, únicamente se precisa efectuar la precisión de cierre de la energía cedida por el régimen especial, con la eliminación de los errores asociados a la previsión de coste o a la previsión del precio del mercado.

Esta alternativa también supone una aproximación para la determinación de la variación relativa del sobrecoste del régimen especial, como avance de la revisión definitiva que se efectuará al año siguiente, presentando la ventaja de ser un procedimiento sencillo y además fiable, ya que la previsión de la desviación del efecto cantidad presenta mayor certeza que la previsión del efecto precio.

| Previsión de energía de cierre de 2003 del régimen especial | |
|--|----------------------|
| Alternativa 3 | GWh |
| Ventas a distribuidora | 33.564 |
| Ventas a mercado | 7.067 |
| Total | 40.632 |
| Variación con respecto a propuesta de RD de Tarifas 2003 | [(5) – (0)] |
| | 11% |



Comisión

Nacional

de Energía

Sobrecoste aplicable en la tarifa de 2004: $922.740 * 11\% = 102.441$ Miles€

Si bien es la alternativa número 1 la que esta Comisión propuso al Ministerio por adaptarse con mayor exactitud a lo establecido en el RD1432/2002, cabe señalar que con el fin de realizar una revisión provisional del coste previsto en la tarifa del año 2003, sería más sencillo y prudente la alternativa número 3. De esta forma se reduce la posibilidad de cometer errores en distinto sentido en cada revisión y además se mantendría el mismo criterio de revisión que para otras partidas de coste.

Aplicación de la revisión del sobrecoste de 2003 en la tarifa de 2004

En cuanto a la aplicación de la revisión del sobrecoste, en la propuesta del Real Decreto se sigue el criterio de incluir en la tarifa de 2004 la cuantía neta del desvío una vez deducido el margen de tolerancia. Sin embargo, esta Comisión considera que se debe reflejar la totalidad de los desvíos, aunque éstos sean provisionales, de tal forma que se refleje la tendencia del desvío final, aunque no contemple su verdadera magnitud, que únicamente se conocerá al finalizar el año en cuestión.

En consecuencia, aplicando la alternativa número 3, el desvío del sobrecoste del régimen especial del año 2003 sería de un 11%, por lo que sería necesario incluir en la tarifa del año 2004 la cuantía del desvío de 102.441 Miles€. Esto supondría elevar la tarifa media de referencia un 0,51% por el efecto de los desvíos (sin considerar ninguna otra modificación a la propuesta).

4.6.2 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

En la información que acompaña la Propuesta de RD de la Tarifa eléctrica 2004, la retribución asignada a la segunda parte del ciclo de combustible nuclear asciende a 116.393 miles de euros, lo que supone un incremento de un 7% respecto a la cuantía prevista en la propuesta de RD de tarifa 2003.



**Coste del 2º ciclo de combustible nuclear previsto en las propuestas de RD de Tarifas
2003 y 2004 (Miles de euros)**

| | Tarifa 2003 | Propuesta de RD de Tarifas 2004 | % variación 2004/2003 |
|---|-------------|---------------------------------|-----------------------|
| Coste del 2º ciclo de combustible nuclear (miles €) | 108.657 | 116.393 | 7% |

De la información remitida por ENRESA a esta Comisión, sobre previsión de financiación necesaria con cargo a tarifa eléctrica 2004, previsión de cierre 2003, desglose de costes a financiar con tarifa eléctrica 2004 y aspectos económicos financieros de la revisión del Plan General de Residuos Radiactivos que envió ENRESA al MINECO en junio de 2003, se concluye que ENRESA estima que los ingresos necesarios con cargo a la tarifa eléctrica 2004 son 158.739 miles de euros, un 36% superior que los ingresos asignados en la propuesta de RD de 2004 y un 4% más respecto a la cuantía solicitada por ENRESA en 2003 (141.888 miles euros).

**Diferencias entre la retribución solicitada por ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica 2004
y la retribución asignada en la Propuesta de RD (miles euros)**

| | Retribución solicitada por ENRESA con cargo a la tarifa 2004 | Propuesta de RD de Tarifas 2004 | % variación retribución solicitada sobre retribución asignada |
|---|--|---------------------------------|---|
| Coste del 2º ciclo de combustible nuclear (miles €) | 158.739 | 116.393 | 36% |

Es importante destacar que ENRESA ha modificado la fórmula de solicitar su ingreso con cargo a las tarifas eléctricas 2003 y 2004. En particular, solicitan un ingreso anual constante para el periodo equivalente, en lugar de una cuota media para dicho periodo, de acuerdo con el Quinto Plan General de Residuos Radioactivos.



Comisión

Nacional

de Energía

Esta Comisión propondría una retribución para ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica de 2004 de 113.040 miles de euros, calculando la anualidad que correspondería de aplicar una tasa de crecimiento exponencial de la demanda del 3% en diversos ejercicios tarifarios (de 2004 hasta 2028). Cabe señalar que dicho cálculo (véase el Anexo II del presente informe) supondría aplicar un crecimiento constante del ingreso medio de ENRESA por kWh demandado, aplicando la misma asignación del coste por kWh al consumidor en futuros periodos tarifarios.

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

En el artículo 15.3 de la Orden ECO/2714/2003, se establece que la anualidad provisional correspondiente a cada año del desajuste de ingresos de actividades reguladas y del derecho de compensación por revisiones de costes extrapeninsulares, a los efectos de su inclusión en el cálculo de la tarifa correspondiente, se determinará como la cuota total constante anual necesaria para la recuperación el 31 de diciembre de 2010 del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre del ejercicio anterior.

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

En el cálculo de la anualidad de 2004 de ambos costes con cargo a la tarifa 2004 se ha considerado el tipo de interés correspondiente al valor del Euribor medio del mes de noviembre de 2003 (2,159%). La anualidad de 2004, a incluir en la correspondiente tarifa, se ha calculado según lo especificado en el siguiente cuadro.



Cálculo de las anualidades con cargo a la tarifa eléctrica 2004 (miles de €)

| Ámbito | Importe pendiente a 31/12/2002 | Anualidad 2003 | tipo de interes considerado (%) | Interes año 2003 | Saldo fin 2003 | Anualidad 2004 |
|---|--------------------------------|----------------|---------------------------------|------------------|------------------|----------------|
| Compensación por desajuste de ingresos de actividades reguladas | 1.522.332 | 213.847 | 2,159% | 32.867 | 1.341.352 | 208.524 |
| Compensación por revisión de costes extrapeninsulares | 133.049 | 19.966 | 2,159% | 2.873 | 115.956 | 18.026 |
| Nacional | 1.655.381 | 233.813 | | 35.740 | 1.457.308 | 226.550 |

Fuentes: Orden ECO/2714/2003, información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa media o de referencia y página *Euribor Historical Data*

Cabe señalar que tanto el importe pendiente a 31/12/2002 de la compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas, como las anualidades del año 2003 se determinan en la Orden ECO/2714/2003. Sin embargo, el importe pendiente a 31/12/2002 correspondiente a la revisión de los costes extrapeninsulares se obtiene de la información que acompaña la propuesta de RD por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.

La cuantía correspondiente a la anualidad de 2004 de ambos costes, estimada según la Orden ECO/2714/2003 resulta ser inferior en 2.723 miles de € al valor máximo de dicha anualidad incluida en la propuesta de RD.



Comisión
Nacional
de Energía

Anualidad según la Orden ECO/2714/2003 y según Propuesta RD (miles €)

| Ámbito | Anualidad 2004 (miles €) | | Diferencia entre Anualidad Orden ECO/2714/2003 y Propuesta RD |
|---|--------------------------|----------------|---|
| | Orden ECO/2714/2003 | Propuesta RD | |
| Compensación por desajuste de ingresos de actividades reguladas | 208.524 | | |
| Compensación por revisión de costes extrapeninsulares | 18.026 | | |
| Nacional | 226.550 | 229.273 | -2.723 |

5. OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA

Artículo 4. Planes de mejora de calidad del servicio

El artículo 4 de la propuesta de RD establece que con objeto de mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superan los límites de los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución, se incluye en la tarifa del año 2004, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución una partida específica que no podrá superar los 50.000 miles de euros. Así mismo se indica que la CNE abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el B.O.E., liquidándose a dicha cuenta a las empresas distribuidoras, una vez realizada la puesta en marcha de las instalaciones incluidas en los Convenios de Colaboración suscritos entre la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Economía y con las Comunidades Autónomas y Ciudades Autónomas.

Sería necesario un desarrollo normativo vía Orden Ministerial para establecer el procedimiento de liquidaciones, los sujetos a realizar los pagos en la cuenta específica y los sujetos beneficiarios a estas cantidades de planes de mejora de calidad de servicio.



Artículo 3, punto 3, apartado e). Eliminación de la exención sobre cuotas del Operador del Sistema y del Operador del Mercado para suministros a tarifa en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla

El artículo 3, punto 3, apartado e) de la propuesta de RD señala que la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L. por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla queda exentas de ingresar la cuota correspondiente a su propia compensación por extrapeninsularidad, a diferencia del artículo 3, punto 3, apartado e) del RD 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, donde quedaba exenta de ingresar, además de la cuota correspondiente a su propia compensación por extrapeninsularidad, las compensaciones correspondientes al operador del mercado y al operador del sistema. En este sentido se entiende que dicha empresa deberá ingresar dichas cuotas en las correspondientes cuentas habilitadas por la CNE.

Artículo 5, punto 3. Listado de información a remitir a cada Ayuntamiento.

El artículo 5, punto 3, de la propuesta de RD determina que las empresas distribuidoras remitirán mensualmente a cada Ayuntamiento un listado clasificado por tarifas eléctricas donde se haga constar para cada una de ellas los conceptos de facturación correspondientes a los suministros realizados en su término municipal y los correspondientes a los peajes por acceso a las redes correspondientes a los suministros realizados en su término municipal.

Se considera que debería añadirse en dicha remisión del listado anterior a las comercializadoras, en la medida en que, al igual que las distribuidoras, están sujetas a la tasa municipal por utilización del vuelo, suelo y subsuelo.



Comisión

Nacional

de Energía

Disposición adicional primera

Se propone sustituir en la redacción de dicha disposición de la propuesta de RD:

En el párrafo primero: donde indica *“tasas a que se refiere el artículo 3 del presente RD”* debería decir *“tasa y cuotas a que se refiere el artículo 3 del presente RD”*.

En el último párrafo: en lugar de *“A efectos de la aplicación de las cuotas...”*, debería decir *“A efectos de la aplicación de la tasa y cuotas....”*

Disposición adicional cuarta

El objeto de la Disposición adicional cuarta es agilizar, por una parte, los procedimientos de modificación de las condiciones del contrato de los clientes acogidos a tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y a la tarifa horaria de potencia, y, por otra, facilitar el seguimiento y control de este colectivo de consumidores. En este sentido, la Disposición adicional cuarta introduce la figura del distribuidor entre la Dirección General de Política Energética y Minas y el solicitante.

En primer lugar, al contrario de lo establecido en la Orden de 12 de enero de 1995, a partir de la publicación del presente RD dichos clientes deberán solicitar a la empresa distribuidora, en lugar de a la Dirección General de Política Energética y Minas, la modificación de las condiciones de aplicación de las respectivas tarifas con un plazo de antelación de 45 días a la fecha de comienzo de la temporada eléctrica o con un mínimo de un mes de antelación a la fecha de comienzo de los cambios de hora oficial, en el caso de



Comisión

Nacional

de Energía

modificación de las condiciones de aplicación de periodos horarios distintos a los establecidos con carácter general a suministros a tarifa con complemento horario por discriminación horaria.

En segundo lugar, la empresa distribuidora deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas, con un mínimo de un mes de antelación a la fecha de comienzo de la temporada alta, la relación de los mencionados clientes con la información relativa la identificación del suministro, tarifa, discriminación horaria, modo de facturar la potencia, potencias contratadas y tipos de interrumpibilidad a los que se acoge y potencia máxima demandable para cada tipo. Adicionalmente, para los clientes acogidos a tarifa horaria de potencia, la empresa distribuidora deberá facilitar el escalón tensión del suministro y la previsión de consumos totales para cada mes y para cada periodo tarifario de la nueva temporada eléctrica, así como su desagregación por meses y por periodos tarifarios, hecho que no se contempla en la Orden de 12 de enero de 1995.

En tercer lugar, la empresa distribuidora remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de un mes a partir del comienzo de la temporada alta, una copia de cada uno de los contratos de suministro actualizados con los nuevos parámetros de sus clientes.

Finalmente, dicha Disposición establece que para estos tres casos, las solicitudes se entenderán autorizadas si en el plazo de un mes desde que se reciban las comunicaciones previstas anteriormente, la Dirección General de Política Energética y Minas no deniega su aplicación, lo que facilita el procedimiento de autorización.

En consecuencia, esta Comisión entiende que el objetivo que se persigue en la presente Disposición adicional consiste en facilitar el seguimiento y control de este colectivo de clientes, tanto los acogidos a tarifas generales con



Comisión

Nacional

de Energía

complemento de interrumpibilidad como aquellos acogidos a la tarifa horaria de potencia.

En este sentido, se propone por esta Comisión, imponer un requisito adicional a los establecidos en Disposición adicional cuarta, consistente en que la empresa distribuidora establezca la veracidad de la información relativa al solicitante remitida a la Dirección de Política Energética y de Minas.

Por último, dada la especial relevancia de esta información tanto para la elaboración del informe sobre la propuesta de RD de tarifas como para las comprobaciones que de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la propuesta de RD, se solicita incluir como receptor de esta información a la Comisión Nacional de Energía.

Disposición adicional quinta

El punto 1 de dicha Disposición resolvería en el caso de la aplicación del Reglamento Europeo, que no sean aplicadas tarifas de acceso a las exportaciones entre países de la Unión Europea.

El punto 2 de la Disposición adicional quinta hace referencia a la facturación del término de potencia de las tarifas de acceso a las unidades productor-consumidor por la energía que adquieren como consumidores cualificados de acuerdo con el método establecido en el apartado 6b) del Artículo 6 del RD 1164/2001. En concreto, este punto del RD 1164/2001 establece que el productor-consumidor deberá fijar con carácter anual y especificar en el correspondiente contrato lo siguiente:



Comisión

Nacional

de Energía

1. La potencia contratada para cada uno de los periodos tarifarios P_{ci} , de acuerdo con la tarifa de acceso que le corresponda, establecida en las condiciones generales.
2. La potencia máxima que puede llegar a absorber de la red en cada uno de los periodos tarifarios PM_i , que en todos casos será superior o igual que la potencia contratada en el periodo tarifario i correspondiente.

En este sentido, el Informe 3/2001 sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se establecen tarifas de acceso a redes, señalaba que, la unidad productor-consumidor tenía la posibilidad de contratar cero kW y únicamente pagar por la potencia realmente demandada en cada periodo, lo que planteaba la duda de si el distribuidor tendría la obligación de dimensionar sus redes para la potencia contratada o para la potencia máxima.

La disposición adicional quinta, apartado segundo, de la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2004 establece una restricción en relación al punto de potencias contratadas, es decir, la potencia contratada en cada periodo tarifario i deberá ser mayor o igual que la diferencia entre la potencia máxima contratada que puede llegar a absorber de la red en el periodo tarifario i , PM_i , y la potencia instalada de la unidad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Con este requisito se consigue que la probabilidad de poder contratar cero kW sea menor que lo estipulado en el RD 1164/2002.

Adicionalmente, esta disposición establece que, el periodo de facturación considerado para el cálculo del término de potencia de las tarifas de acceso, cuando todas las potencias realmente demandadas y registradas en todos y cada uno de los periodos tarifarios sean inferiores o iguales a PM_i , tendrá carácter mensual, por lo que en aquellos meses en que no exista periodo tarifario i , la P_{di} de aplicación será igual al 85% de la potencia contratada en el mismo periodo tarifario.



Comisión

Nacional

de Energía

Por tanto, con este párrafo se establece que el periodo de facturación para dicho caso es mensual, aspecto que no lo especifica el RD 1164/2001, y además, resuelve el aspecto de cuál será la Pdi para aquellos meses en que no exista periodo tarifario i.

Disposición adicional sexta

La citada disposición adicional, en su apartado segundo, contempla la facultad de la DGPE para modificar la forma de cálculo de la compensación establecida en el apartado cuarto del artículo 20 del RD 2017/1007, de 26 de diciembre. No obstante, se entiende que no es posible facultar a la DGPEM para que modifique el cálculo de una compensación establecida en un RD, por lo que se propone su eliminación.

Propuesta de inclusión de nuevas disposiciones en la propuesta de RD

Disposición adicional octava

De acuerdo con la propuesta remitida a la DGPEM por esta Comisión con fecha 7 de febrero de 2002, en donde se solicita adoptar las medidas oportunas al objeto de traspasar el saldo actual y las cantidades futuras que se recauden por cuota del stock básico de uranio al fondo destinado a la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al RD 1538/1997, de 11 de diciembre.

Dicha propuesta está motivada por la desaparición de la citada cuota de financiación del stock básico de uranio con el RD 1483/2001, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002. No obstante lo anterior, debido a que RDs de tarifas anteriores sí establecían dicha cuota, las empresas eléctricas



Comisión

Nacional

de Energía

han continuado recaudando e ingresando en la CNE las cuotas correspondientes a 2001 y anteriores. Dicha cifra ascendía en febrero de 2002 a unos euros y se seguirán percibiendo ingresos por dicho concepto correspondientes a declaraciones complementarias que realicen las empresas eléctricas o como consecuencia de los ajustes derivados de las actas de inspección.

Con la finalidad de proporcionar un destino específico a los fondos existentes en la actualidad y a los que en el futuro se sigan ingresando por dicha cuota se propone traspasar el saldo actual y las cantidades futuras que se recauden, debido a la falta de destino inmediato de beneficiario de la misma y a la pluralidad de destinatarios, a la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al RD 1538/1997, de 11 de diciembre. En consecuencia se propone incluir en la propuesta de RD la siguiente disposición adicional octava:

“Los fondos existentes en la fecha de la publicación del presente RD y a los que en el futuro se sigan ingresando de las empresas eléctricas, derivadas de la extinguida cuota de financiación del stock básico de uranio, serán traspasados en la correspondiente cuenta por compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al RD 1538/1997, de 11 de diciembre”.



Comisión
Nacional
de Energía

Disposición transitoria segunda

La Disposición adicional quinta del RD 1432/2002 modifica el anexo I del RD 2017/1997, en el sentido de incorporar como ingreso liquidable de cada transportista o distribuidor, aquellos ingresos o pagos resultantes de las compensaciones entre los TSOs del sistema E.T.S.O.

Cabe señalar que, la mencionada Disposición adicional quinta entró en vigor el 1 de enero de 2003, por lo que existe un derecho de cobro desde marzo a diciembre de 2002 de euros, como resultado de la aplicación de dicho sistema de compensación E.T.S.O. con anterioridad a la publicación del RD 1432/2002.

Sistema E.T.S.O. Compensación entre TSOs

Derecho de cobro (SIN IVA)
Año 2002

| (€) | |
|---------------------|--|
| Enero | |
| Febrero | |
| Marzo | |
| Abril | |
| Mayo | |
| Junio | |
| Julio | |
| Agosto | |
| Septiembre | |
| Octubre | |
| Noviembre | |
| Diciembre | |
| TOTAL 1 | |
| Ajuste excesos 2002 | |
| TOTAL | |

Por tanto, se considera que REE debiera incluir en el proceso de liquidaciones del ejercicio 2004 y siguientes la mencionada cuantía, para lo que se propone la siguiente redacción de disposición transitoria segunda:



Comisión
Nacional
de Energía

“REE ingresará la cuantía resultante de las compensaciones entre los TSOs del sistema E.T.S.O., que hubiera devengado con anterioridad a la publicación del RD 1432/2002.”

Fe de Erratas

En la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2004 se han observado una serie de erratas de consideración tipográfica que a continuación se detallan.

La Disposición adicional sexta, en los dos apartados que conforman la misma, hace referencia al apartado cuarto del artículo 21 del RD 2017/1997, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes del transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, siendo en lugar de este artículo 21 el artículo 20.

En el apartado 1 del Anexo I que hace referencia a la relación de tarifas básicas con los precios de sus términos de potencia y energía, los términos de potencia de las tarifas 2.3 y 2.4 no cumplen la variación de 1,70% mencionada en la información que acompaña a la propuesta de RD, sino que la misma es un 5,15% y un 4,36%, respectivamente, respecto de los términos de potencia establecidos en el RD 1436/2002.



Comisión
Nacional
de Energía

- ANEXO I: La Retribución del Operador del Sistema en 2004**
- ANEXO II: Segundo ciclo del combustible nuclear en 2004**
- ANEXO III: Previsión de Consumos, Potencias e Ingresos del sistema. Escenario CNE**
- ANEXO IV: Alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad**



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I

Propuesta de Retribución del Operador del Sistema. Tarifa eléctrica 2004



1. Introducción

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

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

En virtud de lo establecido en la Ley 54/1997, REE está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, pero no a la separación jurídica.

Según la información aportada por esta compañía a la CNE, en respuesta a la petición de 23 de septiembre de 2003, que se incluye en el Anexo 1, REE solicita un importe con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, por el desarrollo de la actividad de OS en la península, que asciende a **27.801** miles de euros, un 79% superior a la asignada en la tarifa eléctrica de 2003 (véase cuadro 1).

Para justificar este importe necesario para realizar su actividad como Operador del sistema peninsular, la empresa ha presentado su presupuesto para 2003. Sobre la cuantía necesaria derivada de dicho presupuesto para 2003, REE aplica una fórmula de actualización, obteniendo así la cuantía solicitada para 2004.

En segundo lugar, según información remitida por REE, con fecha de entrada 3 de diciembre de 2003, esta compañía solicita **18.063** miles de euros para desarrollar la Operación de los sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares en 2004, debido a que el borrador de RD, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, determina las funciones de la actividad de Operación del Sistema en los citados sistemas eléctricos, y se designa

expresamente a REE para llevarla a cabo. La información recibida de REE se incluye en el Anexo 2.

Cuadro 1. Retribución solicitada por REE por la actividad de Operador de Sistema con cargo a la tarifa eléctrica 2004 (Miles de €).

| | 2003 | 2004 | 2004 / 2003 (%) |
|---|---------------|--------|-----------------|
| Operación del Sistema peninsular | 15.521(*) | 27.801 | 79% |
| Operación del Sistema extrapeninsular e insular | | 18.063 | |
| Prima anual Art. 27.4 RD 1955/2000 | | | |
| Total | 15.521 | | |

Fuente REE y Propuesta de RD Tarifas 2003

(*) Cantidad asignada en la Propuesta de Real Decreto de Tarifa eléctrica de 2003

Por último, en la información remitida por REE, se solicita a la CNE, por una parte, que esta Comisión proponga al Ministerio de Economía, si así lo considera, la aprobación de la contratación de la póliza de seguro, en referencia al artículo 27.4 del RD 1955/2000 a suscribir por REE en su calidad de OS. Por otra parte, REE solicita la inclusión de la prima anual de dicho seguro, que esta empresa valora en miles de €, en la tarifa eléctrica del ejercicio 2004. Dicha información se recoge en el Anexo 3.

En consecuencia, según la información aportada por REE, la retribución solicitada por esta compañía con cargo a la tarifa eléctrica 2004 para desarrollar su actividad de Operador del Sistema tanto peninsular como extrapeninsular e insular, incluyendo el coste de la prima anual del seguro contemplado en el artículo 27.4 del RD 1955/2000, en caso de que sea aprobada su contratación, asciende a miles de euros.



2. Los ingresos por servicios de REE

REE recibe ingresos de diversa naturaleza, según las actividades que realiza. En el cuadro 2 se muestra de forma resumida la evolución de los ingresos por servicios y los resultados del ejercicio por las distintas actividades desarrolladas por REE, desde 1998 a 2002, según información de las Memorias de la compañía.

Cuadro 2. Ingresos por Servicios y Resultados del Ejercicio de REE (Miles de €)

| Ingresos por servicios de REE | | | | | |
|-------------------------------|------------|-----------------------|------------------------------|---------------------------------|---------|
| | Transporte | Operación del Sistema | Otras actividades eléctricas | Otras actividades no eléctricas | Total |
| 1998 | 309.936 | 6.287 | - | 13.565 | 329.787 |
| 1999 | 316.060 | 6.130 | - | 11.804 | 333.994 |
| 2000 | 327.293 | 6.214 | - | 12.928 | 346.435 |
| 2001 | 359.845 | 8.678 | - | 16.880 | 385.403 |
| 2002 | 421.853 | 13.033 | 4 | 16.698 | 451.588 |

| Resultados del Ejercicio de REE | | | | | |
|---------------------------------|------------|-----------------------|------------------------------|---------------------------------|--------|
| | Transporte | Operación del Sistema | Otras actividades eléctricas | Otras actividades no eléctricas | Total |
| 1998 | 66.376 | -11.612 | 4.225 | 10.343 | 69.333 |
| 1999 | 78.697 | -11.215 | 4.970 | 2.681 | 75.133 |
| 2000 | 89.154 | -11.672 | 5.277 | 372 | 83.131 |
| 2001 | 93.492 | -7.496 | 5.894 | -1.105 | 90.785 |
| 2002 | 103.350 | -5.858 | 4.611 | -6.150 | 95.953 |

Fuente : Memorias REE

- ACTIVIDAD DE TRANSPORTE

De acuerdo con la información de las memorias de REE, los ingresos por servicios de transporte, tanto por la retribución de la actividad de transporte, como por la prestación de otros servicios, ascienden a 309.936, 316.060, 327.293, 359.845 y 421.853 Miles de € desde 1998 y para años sucesivos. Los beneficios



después de impuestos para dichos años han ascendido a 66.376, 78.697, 89.154, 93.492, 103.350 Miles de €.

Anualmente, el Real Decreto de tarifa eléctrica establece los costes máximos reconocidos destinados a la retribución de la actividad de transporte de REE. En particular, el RD 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, fijó la retribución de la actividad de transporte para REE correspondiente a 2003 en 414.200 miles de euros.

- OPERACIÓN DEL SISTEMA PENINSULAR

En el Real Decreto de tarifa eléctrica se incluyen los porcentajes a aplicar en la facturación de las tarifas integrales y de acceso para financiar la Operación del Sistema peninsular. Anualmente, dichos porcentajes son calculados por el Ministerio de Economía de acuerdo con la cuantía considerada de retribución del Operador del Sistema peninsular, en la propuesta de RD de tarifa eléctrica.

En particular, el RD 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, determinó como porcentajes a aplicar en la facturación de tarifas integrales y de acceso que permiten financiar la actividad del OS peninsular en 2003, 0,104% y 0,294%, respectivamente. Dichas cuotas son aplicadas en el mecanismo de liquidación de ingresos sujetos a liquidación según el RD 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Análogamente, en sucesivos RD de tarifa eléctrica se ha señalado la exención a ingresar los porcentajes correspondientes al Operador del Sistema (peninsular) a



la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L, por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

De acuerdo con la información de las Memorias de REE, el importe neto de la cifra de negocios como Operador del sistema peninsular en los años 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 asciende a 6.287, 6.130, 6.214, 8.678 y 13.033 miles de euros, respectivamente⁵. Por otra parte, los resultados del ejercicio para dichos años, arrojan pérdidas de 11.612, 11.215, 11.672, 7.496 y 5.858 miles de euros, respectivamente.

- INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

A REE se le reconocen ingresos y gastos por la aportación de energía y potencia de los contratos de importación y exportación suscritos con EDF (Francia) y ONE (Marruecos).

Según información de las Memorias de REE, en los años 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002, dicha compañía ha obtenido beneficios después de impuestos derivados de dicha actividad, que ascienden a 4.225, 4.970, 5.277, 5.894 y 4.611 miles de euros, respectivamente. Estos beneficios después de impuestos son obtenidos como consecuencia de la aplicación de la normativa establecida por el Ministerio de Economía para la gestión de dichos contratos por REE, para un periodo de tiempo determinado.

- DIVERSIFICACION

⁵ En las cuentas de pérdidas y ganancias de REE en su actividad de OS están incluidos los ingresos y gastos por actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC. El OS obtiene ingresos de aplicar dichos precios máximos en el RD de tarifa eléctrica, que se excluyen de la retribución del OS a financiar con cargo a cuotas.



REE obtiene ingresos por prestación de servicios a través de la cesión del uso y derecho de paso de la red de telecomunicaciones y por los trabajos de consultoría, ingeniería, construcción y mantenimiento realizados con terceros.

Los ingresos obtenidos por dicha actividad en los años 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 se elevaron a 13.565, 11.804, 12.928, 16.880 y 16.698 miles de euros, respectivamente. Los resultados del ejercicio de REE por actividades no eléctricas muestran beneficios después de impuestos de 10.343, 2.681 y 372 miles de euros para los años 1998, 1999 y 2000, respectivamente, y pérdidas de 1.105 y 6.150 miles de euros en 2001 y 2002, respectivamente.

3. Los gastos y la cuenta de resultados del Operador del Sistema Peninsular

En el cuadro 3 se recoge un resumen de la cuenta de resultados desde 1998 a 2002 del OS peninsular, sin incluir el transporte, la gestión de los contratos internacionales, ni otras actividades no eléctricas.

La información correspondiente a 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 procede de las Memorias de la compañía. La columna correspondiente a 2003 recoge como importe neto de la cifra de negocios la retribución asignada al OS, de acuerdo con la propuesta de tarifa eléctrica para 2003, mientras que se incluyen como gastos previstos por esta compañía para dicho ejercicio, los que ha remitido REE a esta Comisión en octubre de 2003.



Cuadro 3. Cuenta de Resultados del Operador de Sistema

| Miles de € | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 (Previsión) |
|---|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|------------------|
| = (+) Importe neto de la cifra de negocios | 6.287 | 6.130 | 6.214 | 8.678 | 13.033 | |
| - Gastos de personal | 9.796 | 10.175 | 9.394 | 7.967 | 7.723 | |
| - Dotación para amortizaciones | 2.404 | 3.744 | 4.093 | 3.180 | 3.404 | |
| - Otros gastos de explotación | 4.441 | 2.182 | 3.065 | 5.479 | 8.153 | |
| = (-) Total gastos de explotación | 16.642 | 16.101 | 16.552 | 16.626 | 19.280 | |
| = Resultado de explotación | -10.355 | -9.971 | -10.337 | -7.948 | -6.247 | |
| - Resultados financieros | -264 | -433 | -751 | -912 | -661 | |
| = Resultados de actividades ordinarias | -10.620 | -10.404 | -11.089 | -8.860 | -6.908 | |
| +/- Resultados extraordinarios | -992 | -811 | -583 | 1.364 | 1.050 | |
| - Impuesto sobre sociedades | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| = Resultado del ejercicio | -11.612 | -11.215 | -11.672 | -7.496 | -5.858 | |

Fuentes: Memorias REE y Propuesta de RD Tarifas 2003
Hasta 2002: Memorias REE

Se observa que la actividad de OS presenta pérdidas en el periodo comprendido entre 1998 y 2002, si bien el ritmo de las mismas se ha ido reduciendo de forma significativa desde 2001.

4. Solicitud para 2004 de retribución para la actividad de OS peninsular

4.1. Cuantía solicitada

En años sucesivos, REE proporciona información a esta Comisión justificando su solicitud de retribución para el cierre de ejercicio, necesaria para desempeñar la actividad de OS peninsular, proponiendo, además, un sistema de cálculo anual de los costes reconocidos de la operación del sistema peninsular, que permita la evolución estable de los ingresos por dicha actividad.

En consecuencia, REE propone que, partiendo de una base retributiva inicial, que según sus cálculos ascendería a 27.242 miles de euros en 2003, sea actualizada según una fórmula que considera la demanda prevista, el IPC y un factor de eficiencia, obteniendo la retribución solicitada para 2004 de 27.801 miles de euros.



Esta retribución solicitada para 2004 supondría multiplicar por casi 1,8 veces la cifra asignada en la tarifa eléctrica de 2003. Esta cantidad permite, según las previsiones de gastos de REE, atender los costes generales del OS peninsular y generar un margen sobre gastos del 15% e impuestos asociados.

Cuadro 4. Senda retributiva del Operador de Sistema peninsular con cargo a la tarifa eléctrica

| AÑO | Ingresos previstos en las propuestas de RD de tarifas Miles de € | Tasa de variación sobre el año anterior % |
|------------|---|--|
| 1998 | 6.142 | |
| 1999 | 6.245 | 2% |
| 2000 | 6.485 | 4% |
| 2001 | 9.015 | 39% |
| 2002 | 12.953 | 44% |
| 2003 | 15.521 | 20% |
| 2004 (*) | 27.801 | 79% |

Fuentes: Propuesta de RD Tarifa Eléctrica y REE

(*) Solicitud de REE a octubre de 2003

4.2. Propuesta de fórmula de actualización de la retribución del OS

Para evitar al máximo la discrecionalidad que pueda surgir en el establecimiento anual de la retribución del OS es aconsejable la aplicación de una metodología explícita en la que se actualice anualmente la retribución del OS peninsular con cargo a la tarifa eléctrica. La fórmula propuesta por REE para calcular el coste reconocido al OS es la siguiente:



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

siendo:

$CROS_i$: los costes reconocidos del año i .

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

Z_i : factor de eficiencia, en tanto por uno.

IPC_i : índice de precios al consumo para el año i .

D_i : demanda prevista para el año i .

No obstante, para determinar el valor inicial de la retribución, igual a los costes del primer año, se requiere un estudio sobre la verosimilitud de los mismos, debiendo ser el regulador quien lo establezca. Cabe señalar que en 2002 fue constituido un grupo de trabajo en el seno de la CNE para analizar, en parte dichos costes, si bien las tareas de dicho grupo de trabajo aún no han finalizado.

4.3. Solicitud de compensación de pérdidas de años anteriores

REE solicita la consideración del coste derivado de la necesidad de financiar las pérdidas acumuladas de la Operación del Sistema peninsular desde 1998 a 2003, que la compañía estima aproximadamente en 87 millones de euros.

Se considera al respecto que el sistema actual de fijación de tarifas no prevé la revisión de ejercicios anteriores en los costes permanentes del sistema.

5. Solicitud de inclusión en la retribución del OS la prima anual de la póliza del seguro de acuerdo con el artículo 27.4 del RD 1955/2000

En el artículo 27.4 del RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, se determina que si el incumplimiento de los niveles de calidad del suministro a los



Comisión
Nacional
de Energía

consumidores conectados en la red de distribución fuera responsabilidad del Operador del sistema o motivado por deficiencias del sistema de transporte, así como en el caso de incumplimientos en los niveles de calidad de suministro a consumidores directamente conectados a la red de transporte, los descuentos que se apliquen a la facturación de los consumidores podrán ser gestionados por el Operador del sistema a través del establecimiento de un seguro de riesgo, cuya póliza deberá ser aprobada por el Ministerio de Economía, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, durante el primer año de entrada en vigor del presente RD.

En la información remitida por REE, esta compañía solicita de la CNE, por una parte, que esta Comisión proponga al Ministerio de Economía, si así lo considera, la aprobación de la contratación de la póliza de seguro en referencia al artículo 27.4 del RD 1955/2000, que anexa en la carta remitida a esta Comisión.

Para ello, REE aporta la carta de , empresa con la que REE está actualmente negociando la póliza de seguro que cubra el importe de los descuentos que se apliquen a la facturación de los consumidores, según lo establecido por el artículo 27.4 del citado RD. En dicha carta, , a su vez, solicita a REE la confirmación definitiva de la contratación del seguro, aportando borrador de los términos y condiciones de la póliza de seguro.

Por otra parte, REE solicita, en concordancia con la aprobación de la contratación de la póliza de seguro, según lo establecido en el artículo 27.4 del RD 1955/2000, que sea incorporado el coste de la prima anual del mismo, valorada en dicho escrito en €, en la retribución asignada al operador del sistema con cargo a la tarifa eléctrica 2004.



6. Solicitud de Retribución de la actividad de OS extrapeninsular e insular

En la información remitida por REE, esta compañía solicita, con cargo a la tarifa eléctrica 2004, retribución que asciende a **18.063** miles de euros, para desarrollar la actividad de operación de los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares, de acuerdo con la función que le es encomendada en la propuesta de RD por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Para llegar a esta cuantía, REE realiza una previsión de los gastos para desarrollar dicha actividad en el caso de que fuera aprobado el citado borrador de RD. Entre dichos gastos, REE incluye un beneficio después de impuestos, calculado como el 15% de todos los gastos como operador de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

REE propone una fórmula de actualización de dicha retribución para años sucesivos similar a la propuesta para el OS peninsular, así como la corrección de desvíos respecto a la cantidad que se liquide por este concepto retributivo, solicitando, además, una retribución por desvío al Euribor a tres meses.

7. Propuesta de retribución del OS para 2004

7.1. Operación del sistema peninsular

Debido a la senda de pérdidas registrada por REE derivada de la actividad de Operación del Sistema peninsular, según la información de las cuentas de esta compañía, se considera que un punto de partida razonable para establecer la retribución inicial del OS peninsular, a partir de la cual aplicar la fórmula de actualización anual propuesta por REE, pudiera ser el resultado de calcular la retribución asociada a dicha actividad sin pérdidas.

Según la información de las Memorias de REE correspondiente a 2002, último año disponible con las cuentas auditadas de la compañía, la retribución del OS peninsular que hubiera permitido un resultado de ejercicio sin pérdidas hubiera correspondido a 18.891 miles de euros. Partiendo, de dicha retribución sin pérdidas para 2002, la aplicación de la fórmula de actualización propuesta por REE para años sucesivos, proporcionaría una retribución para la actividad del OS peninsular de **19.741** miles de euros en 2004. Esta cuantía supondría un aumento del 27% respecto a la asignada con cargo a la tarifa eléctrica de 2003.

Cabe señalar que dicha retribución no incluye la prima anual por la póliza del seguro suscrito por REE de acuerdo con el artículo 27.4 del RD 1955/2000.

Cuadro 5. Senda retributiva propuesta para el OS peninsular (Miles de €)

| AÑO | Retribución del OS peninsular con cargo a la tarifa eléctrica | | Ingresos solicitados por REE como OS peninsular | Retribución del OS necesaria para registrar pérdidas nulas (*) |
|------|---|----------------|---|--|
| | Miles de € | % de variación | | |
| 2000 | 6.485 | | 23.536 | 17.886 |
| 2001 | 9.015 | 39% | 24.149 | 16.174 |
| 2002 | 12.953 | 43,7% | 25.086 | 18.891 |
| 2003 | 15.521 | 19,8% | 25.904 | 19.344 |
| 2004 | | | 27.801 | 19.741 |

Fuentes: Propuesta de RD tarifas eléctricas, REE y elaboración propia

(*) Calculado a partir de la retribución de 2002 con resultado de ejercicio igual a cero y fórmula de actualización propuesta por REE.

7.2. Prima anual del seguro contemplado en el artículo 27.4 del RD 1955/2000

Se opina que la consideración de la prima anual de dicha póliza en la retribución del OS para 2004 quedaría pendiente de la aprobación del correspondiente informe solicitado a esta Comisión, una vez que fueran aprobadas las condiciones definitivas.

7.3. Operación de los sistemas extrapeninsular e insular

Debido a la incertidumbre de los costes asociados a esta nueva función contemplada en la propuesta de RD de regulación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, se considera que el punto de partida para retribuir a REE por esta actividad, en el caso de que fuera aprobada la normativa correspondiente, pudiera ser la correspondiente a una retribución sin pérdidas. En este caso, dicha retribución, según las previsiones de REE podría ascender a **13.896** miles de euros.

No obstante, debido a la incertidumbre actual relativa a los costes de la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, se considera que la retribución inicial debería ser el resultado de un análisis pormenorizado de los costes que resulten del desarrollo de estas nuevas funciones por parte de REE, lo que podría ser una de las tareas del grupo de trabajo iniciado en 2002.

No obstante, se debería partir de un mayor detalle en los gastos derivados del desarrollo de esta actividad, en particular, en los capítulos de inversiones y de gastos de personal, separando contablemente dicha información de la correspondiente como OS peninsular.

No obstante, en el caso de incluir dicha retribución en la tarifa eléctrica de 2004, en el caso que sea aprobado el RD sobre regulación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, se considera que los porcentajes a aplicar sobre tarifas de acceso e integrales deberán ser convenientemente calculados, sobre todos los ingresos nacionales regulados del sistema, eliminando la exención actual al pago de aquellas empresas que suministran en los citados sistemas eléctricos.



Se opina que es adecuado proporcionar una senda retributiva estable en la actividad del OS extrapeninsular e insular, esto es, que sea aplicada a partir de una base retributiva inicial la fórmula de actualización propuesta por REE, coincidiendo con la propuesta para la actividad de OS peninsular. No obstante, al igual que se comentó sobre la compensación de pérdidas de años anteriores para la OS peninsular, no se deberían incluir en la retribución de dicha actividad los desvíos de liquidaciones que, en su caso, se registren para la OS extrapeninsular e insular.

8. CONCLUSIONES

PRIMERO. En virtud de lo establecido en la Ley 54/1997 *REE* está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, aunque no a la separación jurídica. Sin embargo, en línea con lo señalado en diversos informes de esta Comisión, se considera necesario garantizar la independencia entre la actividad de transporte y la operación del sistema mediante la separación jurídica de las mismas. Cabe señalar que actualmente la organización de ambas actividades se encuentran en la misma línea de mando.

SEGUNDO. Se estima que la retribución derivada de la operación del sistema peninsular para la tarifa 2004 ascendería a **19.741** miles de euros. Dicha cuantía se obtendría, partiendo de una retribución con pérdidas nulas en 2002, y aplicando la fórmula de actualización propuesta por REE, tanto en 2003 como en 2004.

TERCERO. Esta retribución no incluye la prima anual del seguro considerado en el artículo 27.4 del RD 1955/2000, cuya contratación queda pendiente de aprobación por el Ministerio de Economía, previo informe de esta Comisión, una

vez que sean aprobadas por REE las condiciones definitivas con las empresa aseguradora.

CUARTO. En el caso de que sea aprobado el RD de regulación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, REE como operador en dichos sistemas debería recibir una retribución con cargo a la tarifa eléctrica de 2004. Del mismo modo que para la Operación del sistema peninsular, se considera que se debería partir de una retribución que evitara pérdidas inicialmente. Considerando los gastos de dicha actividad previstos por REE, dicha retribución inicial no debería superar los **13.856** miles de euros en 2004. Dicha cuantía, de tener efecto el citado RD para el ejercicio 2004, debería ser incorporada en el cálculo de los porcentajes a aplicar a las tarifas de acceso e integrales de 2004. Así mismo, se debe eliminar del correspondiente RD sobre tarifa eléctrica de 2004 la exención al pago de la cuota del OS de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

QUINTO. Se opina que es necesario un mayor desglose en la información de las inversiones y del resto de los gastos que prevé dicha compañía como resultado de la operación de los sistemas extrapeninsular e insulares, así como la realización de cuentas de resultados separadas a las de la operación del sistema peninsular, aunque sean aplicables las mismas cuotas sobre ingresos regulados para retribuir la totalidad de la operación del sistema. En este sentido se considera preciso adaptar la información contable remitida trimestralmente a esta Comisión a las necesidades derivadas de la incorporación de la operación del sistema extrapeninsular e insular.



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO II

SEGUNDA PARTE DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Valoración del ingreso solicitado por ENRESA con cargo a
tarifa eléctrica 2004



Comisión
Nacional
de Energía

Introducción

El 30 de octubre de 2003 tuvo lugar una reunión con los representantes de ENRESA con el objeto de analizar la previsión de los costes correspondientes a la segunda parte del ciclo nuclear con cargo a las tarifas integrales y de acceso eléctricas de 2004, para el cálculo de la correspondiente cuota. En particular, se solicitó a ENRESA por carta, con salida el 27 de octubre, un mayor desglose de los conceptos de coste a financiar con cargo a tarifa eléctrica, así como de la previsión de las fuentes de ingresos no eléctricas que permiten la financiación de los costes pendientes desde 2004 a 2070, con respecto a la información que ya había sido remitida a esta Comisión el 7 de octubre de 2003.

El requerimiento de información más detallada se justifica, por una parte, por la significativa discrepancia entre el ingreso solicitado en 2003 (141,9 Millones de €) y el asignado según las cuotas del RD 1436/2002 (108,7 Millones de €), así como por el importante aumento del ingreso solicitado con cargo a la tarifa 2004 con respecto al ingreso que estima ENRESA recibir en 2003 (un **44%** de aumento).

1. Financiación de ENRESA

Los costes de los servicios a realizar por ENRESA se financian con cargo al Fondo para la Financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos al que se refiere la Disposición Adicional Sexta de la Ley 54/1997, modificada por la Disposición Adicional Decimocuarta de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social, el cual se dotará mediante ingresos procedentes de las siguientes vías:

- a) Cantidades ingresadas por tarifas de suministro a clientes finales y tarifas de acceso procedentes de la aplicación de porcentajes sobre la recaudación por venta de energía eléctrica.

- b) Cantidades ingresadas para la gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles.
- c) Facturación a los explotadores de las instalaciones radiactivas generadoras de residuos radiactivos en la medicina, industria, agricultura e investigación, mediante tarifas aprobadas por el MINECO.
- d) Cualquier otra modalidad de ingresos no contemplados en los párrafos anteriores.

Como se observa en el cuadro 1, según información de las Memorias de ENRESA, la financiación con cargo a cuota sobre tarifas integrales y tarifas de acceso de electricidad supone en torno al 97% de los ingresos totales de explotación.

Cuadro 1. Ingresos de explotación de ENRESA. Años 2000 - 2002

| Fuente | 2002 | | 2001 | | 2000 | |
|---|----------------|-------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| | Miles de € | % | Miles de € | % | Miles de € | % |
| Importe neto de la cifra de negocios | 117.420 | 99% | 107.533 | 99% | 102.838 | 97% |
| Cuota sobre la tarifa eléctrica | 114.410 | 97% | 105.702 | 97% | 101.671 | 96% |
| Facturación a instalaciones radioactivas | 302 | 0% | 416 | 0% | 546 | 1% |
| Facturación a servicios de intervención | 1.019 | 1% | 972 | 1% | 506 | 0% |
| Facturación gestión desmantelamiento | 1.020 | 1% | 443 | 0% | 115 | 0% |
| Otros ingresos | 669 | 1% | | | | |
| Otros ingresos de explotación | 778 | 1% | 1.102 | 1% | 3.153 | 3% |
| Total Ingresos | 118.198 | 100% | 108.635 | 100% | 105.991 | 100% |

Fuente: Memorias de Enresa.



2. Costes a cubrir con cargo a tarifa eléctrica

La financiación de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear es un capítulo de coste de diversificación y seguridad de abastecimiento de la tarifa eléctrica. En los RD de tarifas se publican anualmente las cuotas que serán aplicadas sobre la facturación de tarifas integrales y de tarifas de acceso, para la financiación de dicho concepto tarifario, de conformidad con la Ley 54/1997, RD 1164/2001 y RD 1432/2002. En el cuadro 2 se recogen las cuotas aplicadas sobre las tarifas integrales y de acceso para financiar el segundo ciclo de combustible nuclear desde 1998 a 2003.

Cuadro 2. Cuotas correspondientes a la segunda parte del ciclo de combustible nuclear con cargo a tarifa eléctrica (%)

| AÑO | Sobre tarifas integrales | Sobre tarifas de acceso | Reales Decretos tarifas |
|------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 1998 | 0,800 | 1,837 | RD 2016/1997 |
| 1999 | 0,800 | 2,087 | RD 2821/1998 |
| 2000 | 0,800 | 2,182 | RD 2066/1999 |
| 2001 | 0,800 | 2,311 | RD 3490/2000 |
| 2002 | 0,865 | 2,102 | RD 1483/2001 |
| 2003 | 0,727 | 2,062 | RD 1436/2002 |

Fuente: Reales Decretos de Tarifas

Dichos porcentajes se establecen teniendo en cuenta un estudio económico-financiero actualizado, presentado por ENRESA al MINECO, del coste de las actividades contempladas en el PGRR, incluida la retribución de la actividad gestora del plan, así como la adecuación a dicho coste de los mecanismos financieros vigentes.



Según el RD 1349/2003, de 31 de octubre, sobre la ordenación de las actividades de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A: (ENRESA), y su financiación, las cantidades totales procedentes de esta vía, más los rendimientos financieros correspondientes, deberán cubrir los siguientes conceptos de costes:

- La gestión de los residuos radiactivos generados en la producción de energía nucleoelectrica desde la fecha de inicio de dicha producción.
- La gestión de los residuos radiactivos procedentes de actividades de investigación que, a juicio del Ministerio de Economía, hayan estado relacionadas directamente con la producción de energía nucleoelectrica.
- El desmantelamiento y clausura de las instalaciones de producción de energía nucleoelectrica, así como la gestión de residuos radiactivos resultantes.
- Las operaciones de desmantelamiento y clausura que deban realizarse como consecuencia de la minería y producción de concentrados de uranio, con anterioridad a la autorización de la constitución de ENRESA.
- Otros costes en que deba incurrir ENRESA para el desempeño de sus cometidos en relación con las actividades anteriormente enumeradas.

El procedimiento de recaudación y liquidación de las cantidades ingresadas en aplicación de los porcentajes que se aprueban en el RD por el que se establece la tarifa eléctrica, se ajustará a lo dispuesto en el RD 2017/1997, de 26 de diciembre, por el se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En el cálculo anual de la previsión de costes para el cálculo de la cuota del segundo ciclo del combustible nuclear, en cumplimiento del RD 1522/1984 y del RD 1899/1984, ENRESA ha revisado y actualizado los cálculos realizados para



dicho fin en el Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) aprobado por el Gobierno. En la actualidad, desde el año 2000 está vigente el Quinto PGRR.

En el cálculo que realiza ENRESA sobre la cantidad anual prevista para el segundo ciclo del combustible nuclear con cargo a tarifa eléctrica, cabe señalar un cambio en su solicitud de ingresos desde 2003.

a) Petición de ingresos de ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica anterior a 2003: cuota media a aplicar a los ingresos por tarifa eléctrica

El Quinto PGRR describe que la evolución de la cuota con cargo a tarifa eléctrica en el periodo recaudatorio 2000-2028, es decir, mientras exista generación nuclear, se realizará según dos alternativas. Por una parte, la correspondiente a la cuota teórica⁶, que experimenta variaciones anuales debidas al incremento de la facturación por venta de energía eléctrica y la diferente producción de energía nuclear. Por otra parte, la cuota media realmente considerada en la tarifa eléctrica, que es la cuota media equivalente para todo el periodo recaudatorio (2000-2028), con un valor constante de 0,80%, porcentaje que coincidía con la cuota media aplicada en la tarifa eléctrica de 1999.

En el Quinto PGRR se señalaba que toda variación de las hipótesis y variables utilizadas (tasa de descuento, consumos, precios de energía eléctrica, vida de las centrales, etc.) en el cálculo de dicha cuota media, conduciría a otros valores distintos y a la modificación de la cuota media a aplicar. En este sentido, en la información solicitada por ENRESA a esta Comisión, para los informes de tarifas de los años 2000- 2002, se incluyó una revisión de dicha cuota media, en función de la actualización de ingresos necesarios para la financiación de las actividades del PGRR.

⁶ Cálculo de cuota suponiendo ingresos proporcionales a la producción eléctrica de origen nuclear: coste unitario pendiente de financiación multiplicado por la previsión de energía a generar por CC.NN cada año.

En el cuadro 3 se presentan las cuotas medias solicitadas por ENRESA desde 2000 a 2002 y las cuotas medias sobre los ingresos del sistema publicadas en los RD de tarifas para dichos años, así como la previsión implícita de ingresos necesarios para dicho fin en ambos casos.

En dicho cuadro se observan las discrepancias entre la cuota media solicitada por ENRESA y la publicada finalmente en los correspondientes Reales Decretos de tarifas. Cabe señalar, además, que ENRESA para el cálculo de la cuota media a aplicar en todo el periodo recaudatorio (hasta 2028) realizaba su propia estimación de los ingresos del sistema eléctrico, en noviembre de cada año, que discrepaba de la cifra estimada por el MINECO. Por otra parte, en el cálculo de dicha cifra era crucial la estimación de la participación de clientes elegibles en el mercado, debido a que las cuotas sobre tarifas de acceso son diferentes a las aplicadas en tarifas integrales.

Cuadro 3. Cuotas solicitadas por ENRESA y cuotas medias sobre los ingresos del sistema de los Expedientes de tarifas.

| AÑO | Cuota | | Miles de € | |
|------|---|-----------------------------------|--|---|
| | Cuota del 2º ciclo de combustible nuclear previsto en los Expedientes de Tarifa | Cuota Media Solicitada por ENRESA | Coste del 2º ciclo de combustible nuclear previsto en los Expedientes de Tarifas | Ingreso medio implícito solicitado por ENRESA con cargo a la Tarifa Eléctrica (1) |
| 2000 | 0,80 | 0,80 | 97.887 | 100.410 |
| 2001 | 0,80 | 0,84 | 103.885 | 103.053 |
| 2002 | 0,81 | 0,81 | 108.645 | 106.933 |

Fuentes: Enresa y MINECO

Nota: (1) Cuota media solicitada por ENRESA multiplicada por la facturación de energía eléctrica prevista por ENRESA.



b) Petición con cargo a tarifa eléctrica a partir de 2003: Ingreso medio equivalente hasta 2028.

En la información remitida a esta Comisión tanto para el informe de la tarifa eléctrica de 2003, como de 2004, ENRESA ha solicitado, en lugar de una cuota media a aplicar en todo el periodo recaudatorio (hasta 2028), una previsión de ingreso constante a aplicar durante dicho periodo.

En particular, ENRESA estima dicho ingreso medio, que considera necesario recuperar con cargo a tarifa eléctrica de cada año, teniendo en cuenta los costes pendientes de la gestión de residuos de las CC.NN., de forma que reciban unos ingresos anuales constantes a lo largo del periodo en que, de acuerdo con las previsiones del Plan General de Residuos Radiactivos, exista generación de energía nucleoelectrónica, esto es, hasta el año 2028.

Como señala su presidente en las cartas remitidas a esta Comisión el 14 de octubre de 2002 y el 6 de octubre de 2003, dichos ingresos medios son los que deberían servir de referencia para el establecimiento de los correspondientes porcentajes en el Real Decreto de Tarifa.

Cabe señalar que la propuesta de RD sobre Ordenación de las Actividades de la “Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, SA y su financiación”, cuyos comentarios fueron remitidos el 24 de junio de 2003, por esta Comisión a la Directora General de Política Energética y Minas, en su artículo 8, punto 2, apartado b) especifica dicho nuevo método de cálculo:

“El cálculo de las cantidades necesarias a recaudar⁷ se realizará teniendo en cuenta lo indicado en el apartado anterior y de forma que proporcione unos ingresos anuales constantes a lo largo del periodo en que, de acuerdo

⁷ Con cargo a tarifa eléctrica.



con las previsiones del Plan General de Residuos Radiactivos, exista generación de energía nucleoelectrica”.

No obstante, finalmente, el apartado b) del artículo 8.2 del RD 1349/2003, de 31 de octubre, sobre ordenación de las actividades de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA) y su financiación, sustituye el término de “ingresos anuales constantes, por el de “ingresos anuales resultantes del estudio económico financiero”. En particular, indica:

“El cálculo de las cantidades teóricas necesarias a recaudar se realizará teniendo en cuenta lo indicado en el párrafo a) anterior y de forma que proporcione, a lo largo del periodo en que exista generación de energía nucleoelectrica, los ingresos anuales resultantes del estudio económico-financiero a que se hace referencia en el párrafo b).2º del artículo 6º.

El cuadro 4 presenta tres variables:

- a) El ingreso medio previsto que le hubiera correspondido a ENRESA, calculando un ingreso medio anual en lugar de la cuota media en el periodo equivalente, esto es, obteniendo una anualidad constante de la cantidad pendiente de recaudar con cargo a la tarifa eléctrica.
- b) El ingreso para financiar el segundo ciclo de combustible nuclear considerado en los correspondientes Expedientes de tarifa eléctrica.
- c) La cuantía recaudada con cargo a dicha cuota, según información proporcionada por la Dirección de Administración e Inspección de esta Comisión.

Es importante señalar que en b) hasta el año 2003, el MINECO consideró los ingresos del sistema peninsular. Sin embargo, a partir de 2003, por aplicación del

⁸ Estudio económico-financiero actualizado del coste de las actividades contempladas en el Plan General de Residuos Radiactivos, incluida la retribución de la actividad gestora del plan, así como la adecuación a dicho coste de los mecanismos financieros vigentes.

RD 1432/2002, se consideran todos los ingresos previstos, tanto peninsulares como extrapeninsulares e insulares, sobre los cuales se calcula las cuotas correspondientes del RD de Tarifas. En la información de c) se incluye la recaudación de las empresas sujetas a dicha cuota con cargo a las tarifas integrales como de acceso del sistema peninsular, extrapeninsular e insular.

Cuadro 4. Ingreso previsto para financiar el coste del 2º ciclo de combustible nuclear, ingreso medio solicitado por ENRESA, e Ingreso recaudado. Miles de €.

| AÑO | Ingreso medio solicitado por Enresa si se hubiera aplicado la metodología utilizada en el año 2003 (A) | Coste del 2º ciclo de combustible nuclear previsto en los Expedientes de Tarifas (B) | Ingreso recaudado según la DAE (C) | (D) = (B) - (A) | (E) = (C) - (A) |
|------|--|--|------------------------------------|-----------------|-----------------|
| 2000 | 127.822 | 97.887 | | -29.935 | |
| 2001 | 135.418 | 103.885 | | -31.533 | |
| 2002 | 137.127 | 108.645 | | -28.482 | |
| 2003 | 141.888 | 108.657 | | -33.231 | |

Fuentes: ENRESA, MINECO y elaboración propia

Nota: (C) Se incluye la previsión de ENRESA para 2003.

Se observa que de haberse aplicado dicho método solicitado por ENRESA (ingreso medio en lugar de cuota media) desde 2000 las discrepancias con lo previsto en cada Expediente de tarifa eléctrica se hubiera mantenido en torno a 30.000 miles de €.

En el Anexo I, se describe el proceso de calculo llevado a cabo por ENRESA, según los dos métodos comentados, cuota media a aplicar a los ingresos de energía eléctrica e ingreso medio equivalente hasta 2028.



3. Solicitud de ENRESA sobre ingresos con cargo a la tarifa eléctrica de 2003 y 2004

En la carta remitida a esta Comisión por el presidente de ENRESA con fecha 14 de octubre de 2002, se señalaba que si bien en el pasado dicha empresa proponía una cuota media única sobre la facturación eléctrica según las variaciones de la demanda y tarifas, para la tarifa eléctrica de 2003, presentaban, por primera vez; una previsión de ingresos medios necesarios equivalentes durante todo el periodo recaudatorio (2003-2028), debido a que las incertidumbres sobre la estructura actual del sistema no les permitía hacer una previsión futura de todos los parámetros requeridos para calcular una cuota media equivalente. Según dicha información el ingreso medio solicitado ascendía para 2003 a 141,9 M€ lo que respecto a lo previsto en el Expediente de Tarifas de 2002 suponía un incremento del 31%.

Finalmente, en el Expediente de tarifa de 2003 se incluyó una previsión de coste por este concepto de 108,7 M€ (similar a la que fue considerada en la tarifa eléctrica 2002). Al ser calculada la cuota correspondiente, por primera vez según el RD 1432/2002, sobre los ingresos totales del sistema, esto es considerando también los ingresos eléctricos en territorios extrapeninsulares e insulares, la cuota media resultante se redujo respecto a la aplicada en 2002 (desde 0,81% en 2002 a 0,77% al 2003). Cabe señalar que la cuantía que fue prevista en el Expediente de tarifas 2003 para el cálculo de cuotas para la financiación del segundo ciclo de combustible nuclear suponía el **77%** de los ingresos que fueron solicitados por ENRESA para dicho año.

Se ha recibido el 7 de octubre de 2003 información requerida por esta Comisión sobre previsión de financiación necesaria con cargo a tarifa eléctrica 2004, previsión de cierre 2003, desglose de costes a financiar con tarifa eléctrica 2004 y



aspectos económico financieros de la revisión del Plan General de Residuos Radiactivos que envió ENRESA al MINECO en junio de 2003. De la información proporcionada por ENRESA se concluye:

Por una parte, ENRESA ha estimado a octubre de 2003, unos ingresos con cargo a tarifa eléctrica, según las cuotas del RD 1436/2002, de 110 M€. Es decir, ENRESA estima recibir un ingreso en 2003 superior en 1,3 M€ respecto a lo que le fue asignado en el Expediente de tarifas 2003.

Por otra parte, ENRESA estima que los ingresos necesarios con cargo a la tarifa eléctrica 2004 son **158,739 M€**, lo que supone un significativo aumento (44%) respecto a los ingresos previstos por ENRESA que serán recaudados con cargo a tarifa eléctrica 2003.

Según la información aportada, señalan que el ingreso medio necesario con cargo a la tarifa eléctrica 2004, se calcula teniendo en cuenta el coste previsto por la gestión a financiar con tarifa eléctrica, que actualizado a 2004 asciende, según su información a M€ menos el fondo neto existente a 2004 (M€). Sobre la Recaudación pendiente actualizada a 2004 (M€) se calcula el ingreso medio para el periodo 2004-2028, de forma que proporcionen a lo largo del periodo en que exista generación de energía nucleoelectrica unos ingresos anuales constantes. El resultado de calcular dicha anualidad, a una tasa del 2,5%, son los **158,739 M€** que solicitan como financiación con cargo a la tarifa eléctrica 2004.

Como se explica en la carta que acompaña a la información remitida a esta Comisión, el ingreso medio del año 2004 (158,739 M€) supone un 4% más respecto a la cuantía solicitada en 2003 (141,888 M€) más 11,75 M€ que justifican por los mayores costes de gestión y, fundamentalmente, por el menor fondo disponible, al reducirse notablemente los ingresos esperados solicitados respecto a los previstos en el Expediente de tarifa 2003.



4. Consideraciones finales

Se constata un cambio en el método de cálculo del ingreso solicitado por ENRESA con cargo a las tarifas eléctricas de 2003 y 2004. En particular, solicitan un ingreso anual constante para el periodo equivalente, en lugar de una cuota media para dicho periodo. Dicha modificación es contemplada en la propuesta de RD sobre Ordenación de las actividades de la “Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A (ENRESA)” y su financiación, que presenta el concepto de “ingresos anuales constantes” a lo largo del periodo en que, de acuerdo con las previsiones del PGR exista generación nucleoelectrica. No obstante, en el RD 1349/2002, de 31 de octubre, sobre Ordenación de las actividades de la “Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A (ENRESA)” y su financiación, se incluye el concepto más amplio de ingreso anual resultante del estudio económico-financiero actualizado del coste de las actividades contempladas en el PGRR, incluida la retribución de la actividad gestora del plan, así como la adecuación a dicho coste de los mecanismos financieros vigentes.

Hasta 2003, ENRESA, solicitaba una cuota media anual a aplicar sobre la facturación total eléctrica, que actualizaba las hipótesis contempladas en el Quinto PGRR. A partir de dicho año, tal y como señala ENRESA en la información remitida a esta Comisión, en lugar de proponer una cuota media a aplicar sobre la facturación de la energía eléctrica, ENRESA solicita unos ingresos medios anuales necesarios, debido en parte, a las dificultades de estimar a futuro los ingresos eléctricos totales sobre los que se calculan las cuotas correspondientes a tarifa eléctrica y a tarifa de acceso.

En el Expediente de tarifa eléctrica de 2003, las cuotas incluidas en el RD 1436/2002 fueron calculadas manteniendo los ingresos de ENRESA de 2002, en vez de los que solicitó directamente, por primera vez, dicha empresa. Por otra



Comisión
Nacional
de Energía

parte, la inclusión de los ingresos eléctricos de los sistemas extrapeninsulares e insulares, por aplicación del RD 1432/2002, llevó a que las cuotas resultantes consideradas en el RD 1436/2002 fueran inferiores a las del RD 1483/2001.

Con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, ENRESA solicita unos ingresos con cargo a la tarifa que son un 44% superiores a los previstos recibir de la tarifa de 2003 y un 12% superiores al ingreso medio solicitado con cargo a la tarifa eléctrica de 2003.

Se considera que el significativo aumento en el ingreso medio solicitado, respecto al asignado en el Expediente de tarifas de 2003, se debe, en parte, por la nueva fórmula de cálculo del ingreso medio aplicado por ENRESA, así como por los desvíos en años anteriores por la solicitud de ingresos implícitos en la aplicación de una cuota media.

Es importante destacar la significativa diferencia entre la previsión de ingresos de aplicar una cuota media y un ingreso medio solicitado según este nuevo método, ya en el primer año en que fue aplicado el Quinto PGRR, (en el año 2000 asciende a miles de €). Por tanto, este hecho lleva a considerar que en el estudio económico financiero actualizado del coste de las actividades contempladas en el PGRR, ENRESA aporte información de otras fuentes de financiación recibidas, además de la financiación con cargo a la tarifa eléctrica, así como la justificación de los desvíos producidos anualmente por las variaciones de los parámetros que hayan servido para el cálculo de la cuantía pendiente de recaudación, desglosados por conceptos de costes.

Como se observa en el gráfico 1, la significativa diferencia entre el ingreso solicitado con cargo a la tarifa eléctrica 2004 y el previsto liquidar en 2003, se debe, en parte, al cambio en la petición de ingreso planteada en el pasado (cuota

media a partir de ingresos previstos del sistema eléctrico), respecto a la petición de ingreso constante en el periodo equivalente.

Gráfico 1. Ingreso medio solicitado por ENRESA si se hubiera aplicado la metodología utilizada en el año 2003, Ingreso según cuota media solicitado por ENRESA, e Ingreso recaudado según la DAE.

Fuente: CNE, ENRESA y Elaboración propia

Nota: (*) Recaudación de años 2000, 2001 y 2002 según DAE y 2003 previsto por ENRESA

Se considera que dentro del marco establecido por el RD 1349/2003 en cuanto al cálculo de las cantidades teóricas necesarias a recaudar, al señalar, únicamente, que se realizará de forma que proporcionen a lo largo del periodo en que exista generación de energía nucleoelectrónica, los ingresos anuales resultantes del estudio económico-financiero actualizado del coste de las actividades contempladas en el PGRR, se permitiría proponer un ingreso inferior al ingreso anual constante para el periodo equivalente propuesto por ENRESA para 2004.

Teniendo en cuenta la cuantía de ingreso pendiente de recaudación con cargo a la tarifa eléctrica desde 2004 hasta 2028, que ha sido aportada por ENRESA, se propone, por una parte, suavizar el impacto con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, repartiendo dicho aumento en diversos ejercicios de acuerdo con una senda de crecimiento exponencial de la demanda eléctrica, en lugar de aumentar dicho coste del sistema en un único ejercicio, lo que supondría aumentar un 46% el ingreso previsto por este fin en un único ejercicio tarifario.

En las columnas (A) y (B) del cuadro 5 se presentan dos escenarios de crecimiento exponencial en diversos ejercicios tarifarios del ingreso solicitado por ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica 2004, acordes con dos casos de crecimiento de la demanda eléctrica derivados del propio ejercicio de planificación



Comisión
Nacional
de Energía

de la demanda (3% y 3,5%). Cabe señalar que dichos escenarios supondrían un crecimiento lineal del ingreso medio de ENRESA por kWh demandado del 3% y del 3,5%, respectivamente. Asimismo, en la columna (C) de dicho cuadro se incluye un tercer escenario de crecimiento lineal en 5 años del ingreso solicitado por ENRESA en 2004.

No obstante, cabe tener en cuenta que el reparto, en diversos ejercicios, del aumento en el ingreso medio solicitado por ENRESA para 2004, tiene, por el contrario, un efecto sobre la mayor financiación requerida a futuro, debido al menor fondo neto del que se dispondrá en el ejercicio, respecto a la alternativa de que ENRESA ingrese íntegramente la cuantía solicitada.

Por otra parte se sugiere tener en cuenta la metodología del RD 1432/2002, incluyendo los ingresos extrapeninsulares e insulares correspondientes, sobre los que se debe aplicar dicha cuota, para lo que puede servir de referencia las cuotas recaudadas con este fin de GESA, UNELCO y ENDESA extrapeninsular.



Comisión
Nacional
de Energía

Cuadro 5. Cuota de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear. 2004 – 2028

| AÑO | INGRESO CONSTANTE SOLICITADA POR ENRESA (1) | | CRECIMIENTO EXPONENCIAL DEL 3 % (A) | | CRECIMIENTO EXPONENCIAL 3,5 % (B) | | REDUCCIÓN DEL IMPACTO EN 5 AÑOS (C) | |
|------|---|----------------|-------------------------------------|----------------|-----------------------------------|----------------|-------------------------------------|----------------|
| | Miles de € | % de variación | Miles de € | % de variación | Miles de € | % de variación | Miles de € | % de variación |
| 2003 | 108.657 | | | | | | | |
| 2004 | 158.739 | 46,1% | 113.040 | 4,0% | 106.463 | -2,0% | 118.132 | 8,7% |
| 2005 | 158.739 | | 116.432 | 3,0% | 110.189 | 3,5% | 128.433 | 8,7% |
| 2006 | 158.739 | | 119.925 | 3,0% | 114.046 | 3,5% | 139.632 | 8,7% |
| 2007 | 158.739 | | 123.522 | 3,0% | 118.038 | 3,5% | 151.808 | 8,7% |
| 2008 | 158.739 | | 127.228 | 3,0% | 122.169 | 3,5% | 165.047 | 8,7% |
| 2009 | 158.739 | | 131.045 | 3,0% | 126.445 | 3,5% | 165.047 | |
| 2010 | 158.739 | | 134.976 | 3,0% | 130.871 | 3,5% | 165.047 | |
| 2011 | 158.739 | | 139.025 | 3,0% | 135.451 | 3,5% | 165.047 | |
| 2012 | 158.739 | | 143.196 | 3,0% | 140.192 | 3,5% | 165.047 | |
| 2013 | 158.739 | | 147.492 | 3,0% | 145.098 | 3,5% | 165.047 | |
| 2014 | 158.739 | | 151.917 | 3,0% | 150.177 | 3,5% | 165.047 | |
| 2015 | 158.739 | | 156.474 | 3,0% | 155.433 | 3,5% | 165.047 | |
| 2016 | 158.739 | | 161.169 | 3,0% | 160.873 | 3,5% | 165.047 | |
| 2017 | 158.739 | | 166.004 | 3,0% | 166.504 | 3,5% | 165.047 | |
| 2018 | 158.739 | | 170.984 | 3,0% | 172.331 | 3,5% | 165.047 | |
| 2019 | 158.739 | | 176.113 | 3,0% | 178.363 | 3,5% | 165.047 | |
| 2020 | 158.739 | | 181.397 | 3,0% | 184.606 | 3,5% | 165.047 | |
| 2021 | 158.739 | | 186.839 | 3,0% | 191.067 | 3,5% | 165.047 | |
| 2022 | 158.739 | | 192.444 | 3,0% | 197.754 | 3,5% | 165.047 | |
| 2023 | 158.739 | | 198.217 | 3,0% | 204.676 | 3,5% | 165.047 | |
| 2024 | 158.739 | | 204.164 | 3,0% | 211.839 | 3,5% | 165.047 | |
| 2025 | 158.739 | | 210.288 | 3,0% | 219.254 | 3,5% | 165.047 | |
| 2026 | 158.739 | | 216.597 | 3,0% | 226.928 | 3,5% | 165.047 | |
| 2027 | 158.739 | | 223.095 | 3,0% | 234.870 | 3,5% | 165.047 | |
| 2028 | 158.739 | | 229.788 | 3,0% | 243.091 | 3,5% | 165.047 | |

VA

| ANUALIDADES (Miles de €) | | | |
|---|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| INGRESO CONSTANTE SOLICITADA POR ENRESA | CRECIMIENTO EXPONENCIAL DEL 3 % | CRECIMIENTO EXPONENCIAL DEL 3,5 % | REDUCCIÓN DEL IMPACTO EN 5 AÑOS |
| 154.868 | 110.283 | 103.867 | 115.251 |
| 151.090 | 110.821 | 104.880 | 122.244 |
| 147.405 | 111.362 | 105.903 | 129.663 |
| 143.810 | 111.905 | 106.936 | 137.531 |
| 140.302 | 112.451 | 107.980 | 145.878 |
| 136.880 | 113.000 | 109.033 | 142.320 |
| 133.542 | 113.551 | 110.097 | 138.848 |
| 130.285 | 114.105 | 111.171 | 135.462 |
| 127.107 | 114.661 | 112.256 | 132.158 |
| 124.007 | 115.221 | 113.351 | 128.934 |
| 120.982 | 115.783 | 114.457 | 125.790 |
| 118.032 | 116.347 | 115.573 | 122.722 |
| 115.153 | 116.915 | 116.701 | 119.728 |
| 112.344 | 117.485 | 117.839 | 116.808 |
| 109.604 | 118.058 | 118.989 | 113.959 |
| 106.931 | 118.634 | 120.150 | 111.180 |
| 104.323 | 119.213 | 121.322 | 108.468 |
| 101.778 | 119.795 | 122.506 | 105.823 |
| 99.296 | 120.379 | 123.701 | 103.241 |
| 96.874 | 120.966 | 124.908 | 100.723 |
| 94.511 | 121.556 | 126.126 | 98.267 |
| 92.206 | 122.149 | 127.357 | 95.870 |
| 89.957 | 122.745 | 128.599 | 93.532 |
| 87.763 | 123.344 | 129.854 | 91.250 |
| 85.623 | 123.945 | 131.121 | 89.025 |

| | | | |
|--|--|--|--|
| | | | |
|--|--|--|--|



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I.
Cuota media a aplicar a los ingresos de
energía eléctrica
e
Ingreso medio solicitado por Enresa con
cargo a la Tarifa Eléctrica.

| METODOLOGÍA UTILIZADA HASTA 2002: CUOTA MEDIA A APLICAR A LOS INGRESOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA | | | | METODOLOGÍA UTILIZADA DESDE 2003: INGRESO MEDIO EQUIVALENTE HASTA 2028 | | | |
|---|-------------|------------------|-------------------------------|---|-------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Variable | Unidad | Explicación | Ejemplo año 2002 (Miles de €) | Variable | Unidad | Explicación | Ejemplo año 2002 (Miles de €) |
| A. Coste previsto de gestión de residuos desde el año N actualizado hasta el 1 de enero de año N. Tasa de descuento = 2,5 % | Miles de € | | | A. Coste previsto de gestión de residuos desde el año N actualizado hasta el 1 de enero de año N. Tasa de descuento = 2,5 % | Miles de € | | |
| B. Fondo Neto existente al 1 de enero del año N | Miles de € | | | B. Fondo Neto existente al 1 de enero del año N | Miles de € | | |
| C. Recaudación Pendiente | Miles de € | $C = B - A$ | | C. Recaudación Pendiente | Miles de € | $C = B - A$ | |
| D. Energía a generar por todas las centrales desde el año N actualizada al 1 de enero del año N | GWh | | | D. Energía a generar por todas las centrales desde el año N actualizada al 1 de enero del año N | GWh | | |
| E. Coste Unitario Pendiente de Financiar | Cent €/ kWh | $E = C / D$ | | E. Coste Unitario Pendiente de Financiar | Cent €/ kWh | $E = C / D$ | |
| F. Previsión de Energía a Generar por las CC. NN el año n | GWh | | | F. Previsión de Energía a Generar por las CC. NN el año n | GWh | | |
| G. Recaudación requerida en el año n | Miles de € | $G = F \times E$ | | G. Recaudación requerida en el año n | Miles de € | $G = F \times E$ | |
| H. Facturación por venta de Energía Eléctrica en el año n, prevista por ENRESA | Miles de € | | | H. Ingreso medio hasta 2028 | Miles de € | Anualidad al 2,5%, hasta 2028 | |
| I. Cuota teórica aplicable al año n | % | $I = G / H$ | | | | | |
| F. Cuota media aplicable para todo el periodo (AÑO N - 2028) según ENRESA | % | | | | | | |

RESUMEN

RESUMEN

| | | | |
|--|---------|-----------------------------|---------|
| G. Recaudación resultante con cuota del 0,81 % | 106.933 | H. Ingreso medio hasta 2028 | 137.127 |
|--|---------|-----------------------------|---------|

ANEXO III

Tarifa eléctrica 2004

Previsión de Consumos, Potencias e Ingresos del sistema. Escenario CNE



Comisión
Nacional
de Energía

1. Introducción

Con el objeto de efectuar los análisis necesarios previos a la realización del informe sobre la tarifa eléctrica para 2004, la CNE ha recibido de las empresas distribuidoras Hidrocantábrico, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa y Viesgo, la información solicitada con fecha 23 de septiembre de 2003, relativa a:

Previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2003 y para el año 2004, proporcionándose el fichero de datos a cumplimentar. Se solicita que dicha información vaya acompañada de la descripción de las hipótesis que hayan sido consideradas en cada caso.

Como se señala en las cartas de petición de información, se justifica esta información para analizar el impacto que sobre los ingresos del sistema pudieran tener las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD sobre tarifa eléctrica para 2004.

A partir de la información recibida de las empresas distribuidoras, se han realizado los siguientes análisis.

Comparación con Información SINCRO⁹

Se comparan las previsiones de cierre de 2003 sobre potencias facturadas, potencias contratadas y consumos desagregados por tarifa, suministrada por cada una de las empresas con la información agregada contenida en base de datos SINCRO hasta la Liquidación N° 9.

⁹ Sistema de Información y Control para los Organismos Reguladores del sector eléctrico. Base de Datos de Liquidaciones de la CNE.



Comisión
Nacional
de Energía

Cabe señalar que, para los clientes acogidos a tarifa integral se ha solicitado tanto la potencia facturada por tarifa como la potencia contratada por tarifa y modo de facturación. Para los clientes en régimen de mercado únicamente se ha solicitado la potencia contratada por periodo horario.

Respecto a las previsiones de cierre de 2003 sobre **potencias facturadas** de clientes a tarifa integral, se compara la previsión de cierre por tarifa de cada una de las empresas con la información contenida en la base de datos SINCRO.

En cuanto a las previsiones de cierre de 2003 sobre potencias contratadas de clientes a tarifa integral, únicamente se han podido contrastar las suministradas por las empresas de aquellos clientes acogidos a tarifa integral de los que se dispone de información individualizada, esto es, clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y a Tarifa Horaria de Potencia.

Análogamente a los clientes a tarifa integral, se ha contrastado la información sobre potencias contratadas de clientes en régimen de mercado contenida en la base de datos SINCRO, con las potencias contratadas suministradas por las empresas para este mismo colectivo.

En cuanto a las previsiones de cierre de 2003 respecto al **consumo**, se comparan las tasas de variación previstas por cada una de las empresas en cada tarifa, respecto al consumo registrado en 2002, con las tasas de variación acumuladas y medias móviles de los 12 últimos meses, observadas en julio de 2003, según información de la base de datos SINCRO, liquidación 9 de 2003.

En cuanto a los **recargos o descuentos** en la facturación suministrados por las empresas, se han comparado con los correspondientes recargos y



descuentos registrados en la base de datos SINCRO para el año 2002 y en términos acumulados en el periodo enero-julio de 2003.

El último mes considerado para analizar la información de SINCRO relativo a las tasas de variación acumuladas y medias móviles de los últimos 12 meses es julio de 2003 debido al efecto de los “decalajes” de la facturación de consumos eléctricos, como puede observarse en el siguiente cuadro para 2002.

Cuadro 1. Porcentaje (%) de consumos mensuales declarados en cada liquidación del año 2002 respecto al consumo declarado para dicho año en la última liquidación disponible (Liquidación 9 de 2003). Ámbito nacional. Excluye conexiones internacionales

| % consumo facturado en | Mes de consumo | | | | | | | | | | | |
|------------------------|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | ene-02 | feb-02 | mar-02 | abr-02 | may-02 | jun-02 | jul-02 | ago-02 | sep-02 | oct-02 | nov-02 | dic-02 |
| Liq 1/2002 | 23,33% | | | | | | | | | | | |
| Liq 2/2002 | 81,02% | 22,44% | | | | | | | | | | |
| Liq 3/2002 | 92,43% | 80,56% | 21,29% | | | | | | | | | |
| Liq 4/2002 | 93,59% | 92,79% | 80,33% | 21,65% | | | | | | | | |
| Liq 6/2002 | 94,23% | 94,12% | 92,83% | 90,77% | 74,90% | 21,21% | | | | | | |
| Liq 7/2002 | 94,31% | 94,24% | 93,15% | 93,08% | 89,28% | 78,87% | 21,39% | | | | | |
| Liq 8/2002 | 94,54% | 94,47% | 93,39% | 91,91% | 90,75% | 88,67% | 75,00% | 21,95% | | | | |
| Liq 9/2002 | 99,53% | 99,37% | 98,89% | 97,29% | 96,58% | 95,56% | 92,93% | 81,20% | 22,46% | | | |
| Liq 10/2002 | 99,64% | 99,59% | 99,24% | 99,04% | 98,59% | 98,07% | 96,63% | 94,45% | 82,58% | 15,90% | | |
| Liq 11/2002 | 99,68% | 99,71% | 99,67% | 99,76% | 99,42% | 99,38% | 98,69% | 97,28% | 92,99% | 80,22% | 16,64% | |
| Liq 12/2002 | 99,71% | 99,74% | 99,68% | 99,82% | 99,61% | 99,65% | 99,16% | 97,92% | 94,27% | 93,18% | 82,25% | 15,71% |
| Liq 13/2002 | 99,76% | 99,79% | 99,76% | 99,92% | 99,74% | 99,82% | 99,46% | 98,30% | 94,77% | 94,42% | 96,69% | 83,02% |
| Liq 14/2002 | 99,89% | 99,98% | 99,92% | 100,03% | 100,02% | 100,04% | 99,85% | 99,80% | 99,75% | 99,51% | 99,20% | 98,20% |
| Liq 9/2003 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |

Fuente: CNE

$$\text{Porcentaje de Consumo Mensual (\%)} = \frac{\text{Consumo del mes } i \text{ del año 2002 de la liquidación } j/2002}{\text{Consumo del mes } i \text{ del año 2002 de la liquidación 9/2003}}$$

donde $i=1, \dots, 12$ y $j=1, \dots, 14$



Comisión
Nacional
de Energía

En este sentido cabe señalar que, los recargos o descuentos por término de energía reactiva e interrumpibilidad, se han calculado como el porcentaje de la facturación por dichos conceptos respecto a la facturación básica, esto es, la suma de la facturación por potencia y por energía. Por otra parte, los recargos o descuentos por discriminación horaria y estacionalidad, se han calculado como el porcentaje de la facturación por dichos conceptos respecto a la facturación por energía en el caso de la estacionalidad, y respecto a la facturación por energía de los consumos de cada tarifa a los términos de energía de la media utilización en el caso de la discriminación horaria, todo ello de acuerdo con el Anexo I, Título Primero de la Orden de 12 de enero de 1995.

Información de clientes: Resoluciones del Ministerio de Economía

Finalmente, se contrasta la información sobre potencias contratadas correspondientes a los años 2003 y 2004 que facilitan cada una de las empresas para aquellos clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad, clientes acogidos a tarifa horaria de potencia y clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5, de los que se tiene información individualizada en la base de datos SINCRO, con las Resoluciones del Ministerio de Economía para la temporada 2002/2003 y 2003/2004.

En este sentido cabe destacar que, se ha procesado la información correspondiente a variables de facturación contenidas en 200 Resoluciones relativas a estos colectivos de consumidores.

Como resultado de contrastar la información individualizada con la aportada por las empresas, se presenta un escenario CNE de consumos, potencias e ingresos regulados de 2004, según las tarifas integrales y de acceso del RD 1436/2002 y la aportada por la Propuesta de RD. Dicho escenario, si bien está



Comisión
Nacional
de Energía

basado en la información solicitada por las empresas, presenta ciertas modificaciones.

A continuación se incluyen, en primer lugar, los principales cambios introducidos en el escenario CNE respecto a la información facilitada por las empresas respecto a los consumos y potencias, con una breve explicación justificativa.

En segundo lugar, se describen las principales diferencias en la facturación respecto a la información de las empresas y las causas de las mismas.

Por último, se presenta el escenario CNE según las distintas tarifas integrales y de acceso para 2004. Cabe señalar que, la facturación de 2004 está realizada tanto a precios del RD 1436/2002 como a los establecidos en la propuesta de RD.

1. Modificaciones de las variables de facturación, consumo y potencias, presentadas por las empresas

Una vez analizada la información de las variables de facturación recibida de cada una de las empresas, según se ha comentado anteriormente, se detectaron una serie de incidencias que se comunicaron a las empresas para su corrección.

A continuación, se describen brevemente las incidencias detectadas, así como la resolución de las mismas, bien por parte de las empresas tras ser comunicadas dichas incidencias, bien directamente por parte de esta Comisión.

- *Tarifa R.0*

En la tarifa R.0 se detectó que la empresa daba una previsión de cierre para 2003 inferior a lo que había declarado en la base de datos SINCRO.

Esta incidencia fue comunicada a que modificó sus previsiones correspondientes al cierre de 2003 y 2004 sobre potencias facturadas y contratadas, consumo y facturación para esta tarifa en línea con lo comentado por esta Comisión.

- *Tarifa 2.1 Int*

Al contrastar la información individualizada de clientes acogidos a esta tarifa, se ha detectado que un cliente cambia de la tarifa 2.1 Int a la tarifa 1.1 Int. Si bien ha tenido en cuenta este cambio al establecer sus previsiones de consumo para el año 2004, no ha hecho lo mismo con la información relativa a la potencia facturada, por lo que a la potencia facturada de este cliente en 2003 se le ha aplicado el incremento previsto por para el año 2004 pero a la tarifa 1.1 Int.

Por otra parte, se excluye al cliente, de la empresa, de acuerdo con la Resolución de exclusión del sistema de interrumpibilidad.

- *Tarifa 2.3 Int y 2.4 Int*

Se ha tenido en cuenta la Resolución del Ministerio de Economía, por la que, cliente de la empresa, cambia de la tarifa 2.3 Int a 2.4 Int. no consideraba ningún cliente acogido a la tarifa 2.4 Int en sus previsiones de 2004.



- *Tarifa 3.1*

En la tarifa 3.1 se detectó que la empresa no tenía ningún cliente en esta tarifa, mientras que en la base de datos SINCRO se tenía información de un cliente.

Esta incidencia fue comunicada a que modificó sus previsiones correspondientes al cierre de 2003 para esta tarifa en línea con lo comentado por esta Comisión.

- *Tarifa R.1*

Al comparar la información facilitada por las empresas con la contenida en la base de datos SINCRO, se observó que la empresa enviaba los consumos relativos a esta tarifa en kWh, mientras que el resto de las tarifas venían expresadas en MWh. Una vez comunicada la incidencia a ésta corrigió sus previsiones correspondientes a 2003 y 2004.

- *Tarifa G.4*

modificó su previsión de cierre de 2003 y 2004 sobre potencia facturada y potencias contratadas para esta tarifa, una vez que fue comunicado por la CNE.

- *Tarifa THP*

En cuanto a la información sobre potencias contratadas, se ha contrastado la información suministrada por las empresas con la información individualizada de la base de datos SINCRO y las potencias contratadas publicadas en las Resoluciones del Ministerio de Economía correspondientes a la temporada 2002/2003. Si bien en términos generales no existen grandes discrepancias con la información proporcionada por las empresas, se ha optado por tomar las potencias contratadas publicadas en las Resoluciones.

Análogamente, se han tomado las potencias contratadas publicadas en las Resoluciones del Ministerio de Economía correspondientes a la temporada 2003/2004 para el año 2004.

En cuanto a las previsiones sobre consumos de clientes acogidos a tarifa THP, se han tomado las de las empresas, con la excepción de la tarifa THP3.

Al contrastar la información individualizada de clientes acogidos a THP3 se detectaron dos incidencias.

Por una parte, la empresa daba una información sobre consumo de cierre de 2003 muy inferior a la observada en la base de datos SINCRO. Esta incidencia fue comunicada a la empresa que procedió a la corrección de la información relativa a esta tarifa, correspondiente al cliente, para los años 2003 y 2004.

Por otra parte, se observó que la empresa proporcionaba una tasa de variación negativa del consumo en esta tarifa, mientras que tanto las variaciones en términos de medias móviles a 12 meses como las tasas acumuladas de la base de datos SINCRO registraban crecimientos considerables en dicha tarifa.

Cabe señalar que, envió una segunda versión de sus previsiones de cierre de 2003 y 2004, en las que no se modificaban las relativas a la tarifa THP3, por lo que se ha optado, una vez analizada la información individualizada de clientes, por aplicar un crecimiento sobre el consumo del 2002 del 10%, y aplicar la misma tasa de crecimiento que supone en esta tarifa, para calcular el consumo correspondiente a 2004.

Para desagregar el consumo de las tarifas THP por periodos horarios de todas las empresas se ha aplicado el mismo perfil de consumo bloque horario que el registrado en el año 2002, último año con información anual completa en la base de datos SINCRO.

- *Tarifas D*

Las previsiones de consumo de cierre de 2003 para esta tarifa proporcionadas por las empresas se han reducido en 460 GWh, al observarse que las tasas de variación de consumo y potencia facturada previstas por las empresas para el cierre de 2003 respecto a las registradas en 2002 son muy superiores a las variaciones en términos de las medias móviles a 12 meses como a las tasas acumuladas de la base de datos SINCRO.

- *Tarifa 3.0 A*

Las previsiones de las empresas sobre las potencias contratadas para el año 2004 proporcionan unas tasas de crecimiento iguales o superiores a los incrementos del consumo. Debido, tanto a la relación histórica entre crecimiento de consumo y potencia y al efecto “switching” de potencia (ajuste de potencias contratadas) considerado por empresas comercializadoras en los clientes que acuden a mercado, se ha optado por aplicar tasas de crecimiento para 2004 sobre las potencias contratadas de cierre de 2003 del 50% del incremento previsto en el consumo de esta tarifa de acceso, relativizando el efecto de que acudan al mercado clientes con mayores potencias contratadas respecto a la media de clientes acogidos a tarifas integrales 3.0 y 4.0.



- *Tarifas de acceso de alta tensión (3.1A y 6.1)*

Se observan incrementos en las previsiones de las empresas de las potencias contratadas para el año 2004 iguales o superiores a los incrementos del consumo. En consecuencia, y dada la estabilidad del porcentaje de participación de estos clientes en el mercado según la información de consumos previstos para 2004 proporcionados por las empresas, se ha supuesto un crecimiento del 1% respecto a las potencias contratadas previstas de cierre 2003.

- *Tarifas de acceso de alta tensión (6.2, 6.3 y 6.4)*

Análogamente a los casos anteriores, se considera desproporcionado el crecimiento de las potencias contratadas previstas por las empresas y se opta por suponer que las potencias contratadas en el año 2004 en dichas tarifas de acceso no experimentan variación respecto 2003.

- *Tarifa de acceso 6.5 aplicada a clientes nacionales*

Se han observado inconsistencias en la desagregación, por niveles de tensión, tanto del número de clientes, como de las potencias contratadas y de los consumos, entre la información suministrada por las empresas y la publicada en los Escritos del Ministerio de Economía en los que se autoriza la aplicación de esta tarifa de acceso a determinados clientes que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001.

En consecuencia, partiendo de la información publicada en dichos Escritos y del análisis de cada uno de los clientes proveniente de la información individualizada de la base de datos SINCRO, se han realizado las previsiones de cierre de 2003 para este colectivo de consumidores.

En cuanto a las previsiones de 2004, respecto a las potencias contratadas por periodos horarios, se consideró el mantenimiento de las mismas



respecto a las previstas para 2003 y, respecto al consumo, se ha aplicado a cada cliente acogido a la tarifa de acceso 6.5, la tasa de variación prevista, por cada una de las empresas, al consumo de cierre de 2003 previsto por esta Comisión.

2. Diferencias entre las facturaciones obtenidas por la CNE y las facturaciones suministradas por las empresas sobre tarifas integrales y de acceso

Una vez analizada la información suministrada por las empresas y, solventadas las incidencias descritas en el epígrafe anterior, se ha procedido a facturar a los clientes a los precios del RD 1436/2002.

A continuación se describe brevemente el método de cálculo por concepto de facturación aplicado para obtener los ingresos correspondientes a 2003 y 2004.

Facturación por potencia

Para calcular la facturación por término de potencia de clientes a tarifa integral se ha aplicado el término de potencia del RD 1436/2002 a la potencia facturada de dichos clientes, tanto en 2003 como en 2004, con la excepción de los clientes acogidos a THP. Para dicha tarifa, donde se aplican 7 términos de potencia diferentes en función de la potencia contratada, se ha obtenido la facturación de potencia aplicando los correspondientes términos de potencia de cada periodo del RD 1436/2002, a la potencia contratada en cada periodo horario.

Análogamente a la THP, a los clientes en régimen de mercado para los que se aplican 1, 2, 3 ó 6 términos de potencia diferentes, según la discriminación por bloques horarios de cada tarifa de acceso, se ha calculado la facturación por



Comisión
Nacional
de Energía

potencia de las tarifas de acceso, aplicando los términos de potencia por periodo del RD1436/2002 a las potencias contratadas por periodo horario.

Facturación por energía consumida

Para el cálculo de la facturación de los consumos por los términos de energía de los clientes a tarifa integral, con la excepción de aquellos clientes acogidos a THP, se les ha aplicado los términos de energía incluidos en el RD 1436/2002 a la energía total consumida en cada tarifa integral.

A los clientes acogidos a THP y a los clientes en el mercado por sus tarifas de acceso se les calcula la facturación por energía consumida aplicando los términos de energía por periodo del RD 1436/2002 a los consumos distribuidos por periodo horario. Al comparar la facturación así obtenida con la facturación suministrada por las empresas, se han constatado diferencias derivadas de la desagregación del consumo por periodos horarios.

Recargos o descuentos por energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad

Al analizar la previsión de los recargos o descuentos en tarifas integrales proporcionados por las empresas, se han observado algunas inconsistencias. En concreto, hay empresas que han calculado los recargos o descuentos de discriminación horaria sobre la facturación básica, en lugar de calcularlos sobre la facturación del consumo al término de energía de media utilización. La empresa, no ha facilitado porcentajes de recargos o descuentos, como se solicitaba en la petición de información de 23 de septiembre de 2003, sino que dicha información se registra en términos monetarios por término de facturación.



Comisión
Nacional
de Energía

Debido a estas incidencias y a que las empresas han facilitado la facturación desglosada por conceptos de facturación en términos monetarios a UNESA, que a su vez ha remitido a esta Comisión, se ha optado por calcular los recargos y descuentos a partir de dicha información, y comparar el resultado obtenido con los recargos y descuentos así calculados con la información registrada al respecto en la base de datos SINCRO para los años 2002 y para el periodo enero-julio de 2003.

Tras dicho análisis, se ha optado por aplicar los recargos o descuentos facilitados por las empresas para el cálculo de la *facturación por término de energía reactiva*.

En cuanto al cálculo por *discriminación horaria*, se ha optado por la aplicación de la fórmula establecida en la Orden del 12 de enero de 1995, en la que se vincula el mencionado recargo o descuento con la facturación del consumo por el término de energía de la correspondiente tarifa de media utilización.

Por último, para el cálculo del recargo o descuento por los términos de *interrumpibilidad y estacionalidad*, se ha optado por aplicar los recargos o descuentos calculados a partir de la información de la base de datos SINCRO, debido a que los proporcionados por la empresa eran significativamente distintos a los registrados en dicha base de datos.

Resultados de facturación

Al comparar la facturación obtenida de la forma anteriormente explicada con la facturación suministrada por las empresas, se han encontrado algunas diferencias que se describen a continuación, para aquellas tarifas en que las

previsiones sobre las variables de facturación (consumos y potencias) de la CNE y de las empresas coinciden.

- *Tarifa 2.0 N*

Existe una diferencia cercana a los 5 M€, que se deben exclusivamente al término de energía de la empresa, cuyo cálculo ha sido imposible replicar.

- *Tarifas THP*

Se observa una fuerte diferencia entre la facturación suministrada por las empresas y la calculada por la CNE debido, por una parte, al empleo de potencias contratadas por periodos horarios, en lugar de potencia facturada por tarifa, y por otra, a la diferente distribución de consumos por periodos horarios.

En este sentido cabe señalar que, al facturar la potencia según potencias contratadas por periodos de acuerdo con la Orden de 12 de enero de 1995, no se están incluyendo los excesos de potencia registrados en facturaciones pasadas, que se consideran en las facturaciones proporcionadas por las empresas.

- *Tarifas de larga utilización de carácter interrumpible*

Se observa una diferencia significativa entre la facturación suministrada por las empresas y la calculada por esta Comisión, debido fundamentalmente a que los recargos y descuentos suministrados por la empresa difieren en gran medida de los observados en la base de datos SINCRO.

- *Tarifas de acceso*

Las diferencias entre la facturación por tarifas de acceso suministrada por las empresas y la estimada por esta Comisión radica en la facturación por el término de potencia, y es debida al empleo de potencias contratadas por parte de la CNE, siguiendo lo señalado en el RD 1164/2001, en lugar de potencias facturadas utilizadas por las empresas.



Comisión
Nacional
de Energía

3. Escenario CNE de consumos, potencias e ingresos

Finalmente, en las siguientes hojas se recoge el escenario de la CNE de consumos, potencias, precios medios e ingresos regulados (por tarifas integrales y de acceso) previstos para el año 2004.

Las facturaciones de consumos y potencias de 2004 se efectúan según las tarifas integrales y de acceso del RD 1436/2002 y de la propuesta de RD. En el cuadro Resumen se incluye una estimación de la facturación del coste de generación (energía, pérdidas, servicios complementarios, pagos por garantía de potencia y moratoria nuclear asociada) de los clientes que acuden al mercado, según dicho escenario de previsión.

RESUMEN PREVISIONES DE CONSUMO - ESCENARIO CNE

| | Previsiones 2004 - Consumo (MWh) | | | | | | % Variación 2004 sobre 2003 | | | | | |
|--------------|----------------------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------|-----------------------------|--------------|---------------|----------------|--------------|----------------|
| | Tarifa Integral | | | Tarifa Acceso | | Total Nacional | Tarifa Integral | | | Tarifa Acceso | | Total Nacional |
| | Peninsular | Extrapens. | Nacional | Consumo | participación sobre peninsular | | Peninsular | Extrapens. | Nacional | Consumo | | |
| BT | 86.927.908 | 8.260.246 | 95.188.154 | 10.119.786 | 10,4% | 105.307.940 | -6,00% | 5,48% | -5,11% | 824,54% | 3,85% | |
| Domésticos | 64.819.289 | 5.061.238 | 69.880.527 | 698.124 | 1,1% | 70.578.651 | 2,14% | 5,49% | 2,38% | 2017,15% | 3,35% | |
| Resto BT | 22.108.619 | 3.199.008 | 25.307.626 | 9.421.662 | 29,9% | 34.729.288 | -23,82% | 5,46% | -21,05% | 787,50% | 4,87% | |
| MT | 14.643.787 | 4.001.791 | 18.645.578 | 50.285.759 | 77,4% | 68.931.336 | 6,33% | 5,86% | 6,23% | 2,87% | 3,76% | |
| AT | 25.035.508 | 229.272 | 25.264.780 | 11.006.538 | 30,5% | 36.271.318 | 4,80% | 3,52% | 4,79% | 2,39% | 4,05% | |
| NT2 | 6.544.150 | 229.272 | 6.773.422 | 7.847.770 | 54,5% | 14.621.121 | 4,63% | 3,52% | 4,59% | 2,22% | 3,30% | |
| NT3 | 7.249.671 | | 7.249.671 | 1.941.755 | 21,1% | 9.191.426 | 3,99% | | 3,99% | 2,53% | 3,68% | |
| NT4 | 11.241.688 | | 11.241.688 | 1.217.013 | 9,8% | 12.458.700 | 5,44% | | 5,44% | 3,28% | 5,23% | |
| G.4 | 9.077.449 | | 9.077.449 | | | 9.077.449 | 1,59% | | 1,59% | | | |
| TOTAL | 135.684.652 | 12.491.309 | 148.175.961 | 71.412.083 | 34,5% | 219.588.044 | -2,44% | 5,56% | -1,81% | 17,60% | 3,76% | |
| Otros | 1.149.471 | 61.396 | 1.210.867 | 428.069 | 27,1% | 1.638.936 | 1,29% | 4,68% | 1,46% | 3,00% | 1,86% | |
| TOTAL | 136.834.123 | 12.552.705 | 149.386.828 | 71.840.152 | 34,4% | 221.226.980 | -2,41% | 5,56% | -1,78% | 17,50% | 3,74% | |

RESUMEN PREVISIONES DE FACTURACIÓN - ESCENARIO CNE

| | Previsiones 2004 - Facturación Tarifas R.D. 1436/2002 (miles €) | | | | |
|--|---|------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| | Clientes a Tarifa Integral | | | Clientes en Mercado | Total Nacional |
| | Peninsular | Extrapens. | Nacional | | |
| BT | 8.670.385 | 803.929 | 9.474.313 | 356.475 | 9.830.788 |
| Domésticos | 6.481.820 | 508.630 | 6.990.451 | 37.331 | 7.027.782 |
| Resto BT | 2.188.564 | 295.298 | 2.483.863 | 319.143 | 2.803.006 |
| MT | 893.190 | 255.069 | 1.148.259 | 830.109 | 1.978.368 |
| AT | 745.875 | 11.812 | 757.687 | 107.360 | 865.047 |
| NT2 | 237.145 | 11.812 | 248.957 | 80.503 | 329.460 |
| NT3 | 218.166 | | 218.166 | 16.545 | 234.710 |
| NT4 | 290.564 | | 290.564 | 10.312 | 300.877 |
| G.4 | 208.222 | | 208.222 | | 208.222 |
| TOTAL | 10.517.673 | 1.070.809 | 11.588.482 | 1.293.943 | 12.882.425 |
| Otros | 1.750 | 65 | 1.815 | 1.626 | 3.441 |
| TOTAL Ingresos Regulados | 10.519.423 | 1.070.874 | 11.590.297 | 1.295.569 | 12.885.866 |
| Coste generación clientes a mercado | | | | 2.644.080 | 2.644.080 |
| INGRESOS TOTALES DEL SISTEMA | 10.519.423 | 1.070.874 | 11.590.297 | 3.939.650 | 15.529.947 |

| | % Variación 2004 sobre 2003 | | | | | |
|--|-----------------------------|------------|----------|---------------------|----------------|--|
| | Clientes a Tarifa Integral | | | Clientes en Mercado | Total Nacional | |
| | Peninsular | Extrapens. | Nacional | | | |
| | -5,66% | 5,14% | -4,83% | 567,77% | -1,78% | |
| | 1,63% | 5,11% | 1,87% | 2208,86% | 2,39% | |
| | -22,19% | 5,19% | -19,71% | 516,51% | -10,88% | |
| | 5,35% | 4,85% | 5,24% | 1,99% | 3,85% | |
| | 4,70% | -6,04% | 4,52% | 1,10% | 4,08% | |
| | 4,56% | -6,04% | 4,01% | 1,01% | 3,26% | |
| | 4,68% | | 4,68% | 1,30% | 4,44% | |
| | 4,83% | | 4,83% | 1,47% | 4,71% | |
| | 0,71% | | 0,71% | | 0,71% | |
| | -4,02% | 4,93% | -3,25% | 32,92% | -0,53% | |
| | 1,58% | 5,09% | 1,71% | 2,60% | 2,13% | |
| | -4,02% | 4,93% | -3,25% | 32,87% | -0,53% | |
| | | | | 22,82% | 22,82% | |
| | -4,02% | 4,93% | -3,25% | 25,96% | 2,79% | |

| | Previsiones 2004 - Facturación tarifas Propuesta R.D. (miles €) | | | | |
|--|---|------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| | Clientes a Tarifa Integral | | | Clientes en Mercado | Total Nacional |
| | Peninsular | Extrapens. | Nacional | | |
| | 8.808.201 | 816.857 | 9.625.058 | 362.500 | 9.987.558 |
| | 6.585.517 | 516.766 | 7.102.283 | 37.928 | 7.140.211 |
| | 2.222.685 | 300.090 | 2.522.775 | 324.572 | 2.847.347 |
| | 910.098 | 259.686 | 1.169.784 | 844.228 | 2.014.012 |
| | 763.330 | 12.028 | 775.359 | 109.186 | 884.545 |
| | 242.365 | 12.028 | 254.393 | 81.872 | 336.265 |
| | 223.524 | | 223.524 | 16.827 | 240.350 |
| | 297.442 | | 297.442 | 10.487 | 307.929 |
| | 211.869 | | 211.869 | | 211.869 |
| | 10.693.498 | 1.088.571 | 11.782.070 | 1.315.915 | 13.097.985 |
| Otros | 1.750 | 65 | 1.815 | 1.654 | 3.469 |
| TOTAL Ingresos Regulados | 10.695.249 | 1.088.637 | 11.783.885 | 1.317.568 | 13.101.454 |
| Coste generación clientes a mercado | | | | 2.644.080 | 2.644.080 |
| INGRESOS TOTALES DEL SISTEMA | 10.695.249 | 1.088.637 | 11.783.885 | 3.961.649 | 15.745.534 |

PRECIO MEDIO (Cent €/kWh)

| | Previsiones 2004 - Precio Medio Tarifas R.D. 1436/2002 (c€/kWh) | | | | |
|--|---|-------------|-------------|---------------------|----------------|
| | Clientes a Tarifa Integral | | | Clientes en Mercado | Total Nacional |
| | Peninsular | Extrapens. | Nacional | | |
| BT | 9,97 | 9,73 | 9,95 | 3,52 | |
| Domésticos | 10,00 | 10,05 | 10,00 | 5,35 | |
| Resto BT | 9,90 | 9,23 | 9,81 | 3,39 | |
| MT | 6,10 | 6,37 | 6,16 | 1,65 | |
| AT | 2,98 | 5,15 | 3,00 | 0,98 | |
| NT2 | 3,62 | 5,15 | 3,68 | 1,03 | |
| NT3 | 3,01 | | 3,01 | 0,85 | |
| NT4 | 2,58 | | 2,58 | 0,85 | |
| G.4 | 2,29 | | 2,29 | | |
| TOTAL | 7,75 | 8,57 | 7,82 | 1,81 | |
| Otros | 0,15 | 0,11 | 0,15 | 0,38 | |
| TOTAL Ingresos Regulados | 7,69 | 8,53 | 7,76 | 1,80 | |
| Coste generación clientes a mercado | | | | 3,68 | |
| INGRESOS TOTALES DEL SISTEMA | 7,69 | 8,53 | 7,76 | 5,48 | 7,02 |

| | % Variación 2004 sobre 2003 | | | | | |
|--|-----------------------------|------------|----------|---------------------|----------------|--|
| | Clientes a Tarifa Integral | | | Clientes en Mercado | Total Nacional | |
| | Peninsular | Extrapens. | Nacional | | | |
| | 0,36% | -0,32% | 0,29% | -27,77% | | |
| | -0,51% | -0,36% | -0,49% | 9,06% | | |
| | 2,14% | -0,25% | 1,70% | -30,53% | | |
| | -0,92% | -0,93% | -0,93% | -0,86% | | |
| | -0,10% | -9,24% | -0,26% | -1,26% | | |
| | -0,06% | -9,24% | -0,56% | -1,18% | | |
| | 0,67% | | 0,67% | -1,20% | | |
| | -0,58% | | -0,58% | -1,75% | | |
| | -0,87% | | -0,87% | | | |
| | -1,62% | -0,59% | -1,47% | 13,03% | | |
| | 0,29% | 0,40% | 0,24% | -0,39% | | |
| | -1,65% | -0,59% | -1,49% | 13,08% | | |
| | | | | 4,53% | | |
| | -1,65% | -0,59% | -1,49% | 7,20% | -0,92% | |

| | Previsiones 2004 - Precio medio tarifas Propuesta R.D. (c€/kWh) | | | | |
|--|---|-------------|-------------|---------------------|----------------|
| | Clientes a Tarifa Integral | | | Clientes en Mercado | Total Nacional |
| | Peninsular | Extrapens. | Nacional | | |
| | 10,13 | 9,89 | 10,11 | 3,58 | |
| | 10,16 | 10,21 | 10,16 | 5,43 | |
| | 10,05 | 9,38 | 9,97 | 3,44 | |
| | 6,21 | 6,49 | 6,27 | 1,68 | |
| | 3,05 | 5,25 | 3,07 | 0,99 | |
| | 3,70 | 5,25 | 3,76 | 1,04 | |
| | 3,08 | | 3,08 | 0,87 | |
| | 2,65 | | 2,65 | 0,86 | |
| | 2,33 | | 2,33 | | |
| | 7,88 | 8,71 | 7,95 | 1,84 | |
| Otros | 0,15 | 0,11 | 0,15 | 0,39 | |
| TOTAL Ingresos Regulados | 7,82 | 8,67 | 7,89 | 1,83 | |
| Coste generación clientes a mercado | | | | 3,68 | |
| INGRESOS TOTALES DEL SISTEMA | 7,82 | 8,67 | 7,89 | 5,51 | 7,12 |

PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS RD 1436/2002

TARIFAS DE BAJA TENSION

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | R.D. 1436/2002 | |
|------------------------|--------|-------------------|-------------------------|------------------------------------|-------|----------------------|-----------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 11 | 1.0 | 149.992 | 98.013 | 67.835.096 | | 4.408.323 | 6,50 |
| 12 | 2.0 | 20.574.279 | 82.056.429 | 55.409.510.754 | | 5.849.128.825 | 10,56 |
| 13 | 2.0.N. | 983.925 | 5.374.311 | 4.137.792.506 (1) 5.204.150.750 | | 628.283.345 | 6,73 |
| TOTAL 1.0 + 2.0 | | 21.708.196 | 87.528.754 | 64.819.289.106 | | 6.481.820.493 | 10,00 |
| 31 | 3.0 | 376.862 | 12.187.317 | 13.157.453.046 | | 1.457.835.338 | 11,08 |
| 41 | 4.0 | 36.734 | 2.328.478 | 6.328.164.794 | | 540.048.366 | 8,53 |
| TOTAL 3.0 + 4.0 | | 413.596 | 14.515.795 | 19.485.617.841 | | 1.997.883.704 | 10,25 |
| 51 | B.0 | 64.644 | 490.163 | 2.145.415.885 | | 152.825.137 | 7,12 |
| 52 | R.0 | 42.615 | 646.914 | 477.584.902 (2) | | 37.855.447 | 7,93 |
| TOTAL B.0 + R.0 | | 107.259 | 1.137.077 | 2.623.000.786 | | 190.680.584 | 7,27 |
| TOTAL BT | | 22.229.051 | 103.181.626 | 86.927.907.733 | | 8.670.384.781 | 9,97 |

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSION

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | R.D. 1436/2002 | |
|------------------------------|----------|---------------|-------------------------|-----------------------|-------|--------------------|-----------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 61 | 1.1 | 34.314 | 3.475.561 | 5.645.075.481 | | 450.715.413 | 7,9842 |
| 62 | 1.1Int. | 2 | 17.602 | 47.026.493 (3) | | 2.780.365 | 5,9123 |
| 71 | 1.2 | 376 | 332.533 | 267.856.376 | | 21.158.390 | 7,8992 |
| 72 | 1.2 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0,0000 |
| 81 | 1.3 | 83 | 79.007 | 36.863.085 | | 3.844.776 | 10,4299 |
| 82 | 1.3 Int. | 1 | 10.385 | 26.077.247 | | 862.009 | 3,3056 |
| 91 | 1.4 | 37 | 49.220 | 18.181.301 | | 2.028.618 | 11,1577 |
| 92 | 1.4 Int. | 2 | 41.629 | 134.177.352 | | 4.665.968 | 3,4775 |
| TOTAL CORTA UTILIZACI | | 34.814 | 4.005.937 | 6.175.257.334 | | 486.055.539 | 7,8710 |
| 64 | 2.1 | 914 | 206.967 | 659.601.176 | | 46.031.761 | 6,9787 |
| 65 | 2.1Int. | 8 | 71.592 | 439.675.350 (4) | | 20.015.937 | 4,5524 |
| 73 | 2.2 | 14 | 16.250 | 53.564.409 | | 3.053.660 | 5,7009 |
| 74 | 2.2 Int. | 4 | 44.809 | 278.680.735 | | 9.391.302 | 3,3699 |
| 84 | 2.3 | 6 | 12.544 | 54.233.620 | | 2.856.364 | 5,2668 |
| 85 | 2.3 Int. | 4 | 87.063 | 535.516.986 (5) | | 19.069.703 | 3,5610 |
| 94 | 2.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0,0000 |
| 95 | 2.4 Int. | 1 | 8.619 | 80.906.414 (5) | | 2.554.891 | 3,1578 |
| TOTAL MEDIA UTILIZACI | | 951 | 447.845 | 2.102.178.691 | | 102.973.617 | 4,8984 |
| 66 | 3.1 | 171 | 51.405 | 364.460.002 | | 18.288.019 | 5,0178 |
| 67 | 3.1Int. | 19 | 154.101 | 1.462.102.988 | | 48.909.046 | 3,3451 |
| 75 | 3.2 | 14 | 6.017 | 45.182.986 | | 1.932.541 | 4,2771 |
| 76 | 3.2 Int. | 21 | 256.614 | 2.618.327.282 | | 70.341.530 | 2,6865 |
| 86 | 3.3 | 6 | 22.338 | 322.051.211 | | 10.448.507 | 3,2444 |
| 87 | 3.3 Int. | 23 | 366.521 | 4.156.763.678 | | 98.661.419 | 2,3735 |
| 96 | 3.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0,0000 |
| 97 | 3.4 Int. | 17 | 609.535 | 6.425.508.845 | | 143.318.927 | 2,2305 |
| TOTAL LARGA UTILIZACI | | 271 | 1.466.532 | 15.394.396.993 | | 391.899.988 | 2,5457 |
| TOTAL TARIFAS GENERA | | 36.036 | 5.920.314 | 23.671.833.018 | | 980.929.144 | 4,1439 |

PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS RD 1436/2002

TARIFAS ESPECIFICAS DE ALTA TENSION Y THP

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | R.D. 1436/2002 | |
|----------------------|--------|-------------------|-------------------------|------------------------|-------|-----------------------|-----------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 101 | T.1 | 46 | 127.253 | 175.507.792 | | 12.494.489 | 7,1191 |
| 102 | T.2 | 31 | 118.565 | 131.027.502 | | 8.639.453 | 6,5936 |
| 103 | T.3 | 4 | 26.274 | 1.902.632 | | 274.941 | 14,4506 |
| TOTAL T. | | 81 | 272.092 | 308.437.926 | | 21.408.883 | 6,9411 |
| 111 | R.1 | 13.656 | 1.321.371 | 1.688.413.324 (6) | | 107.591.847 | 6,3724 |
| 112 | R.2 | 22 | 13.925 | 14.049.131 | | 826.873 | 5,8856 |
| 113 | R.3 | 1 | 1.166 | 1.439.467 | | 61.817 | 4,2944 |
| TOTAL R. | | 13.679 | 1.336.461 | 1.703.901.922 | | 108.480.537 | 6,3666 |
| 121 | G.4 | 5 | 1.040.000 | 9.077.449.400 (7) | | 208.222.049 | 2,2938 |
| TOTAL G.4 | | 5 | 1.040.000 | 9.077.449.400 | | 208.222.049 | 2,2938 |
| 131 | D.1 | 528 | 508.414 | 2.498.905.342 | 11,6% | 118.199.506 | 4,7301 |
| 132 | D.2 | 34 | 155.708 | 852.650.428 | 11,5% | 35.553.452 | 4,1698 |
| 133 | D.3 | 9 | 193.698 | 986.959.973 | 20,4% | 43.544.968 | 4,4120 |
| 134 | D.4 | 3 | 53.085 | 338.837.225 | 71,0% | 14.858.455 | 4,3851 |
| TOTAL D | | 575 | 910.906 | 4.677.352.969 | | 212.156.381 | 4,5358 |
| 141 | THP-1 | 31 | 432.982 | 1.663.018.639 (8) | | 68.164.024 | 4,0988 |
| 142 | THP-2 | 33 | 449.099 | 2.282.810.701 | | 86.247.987 | 3,7781 |
| 142 | THP-3 | 9 | 198.941 | 1.127.862.950 | | 38.541.138 | 3,4172 |
| 142 | THP-4 | 11 | 706.671 | 4.244.076.645 | | 123.137.628 | 2,9014 |
| TOTAL THP | | 83 | 1.787.694 | 9.317.768.935 | | 316.090.776 | 3,3923 |
| TOTAL A.T. | | 50.459 | 11.267.467 | 48.756.744.169 | | 1.847.287.771 | 3,7888 |
| TOTAL TARIFAS | | 22.279.510 | 114.449.093 | 135.684.651.901 | | 10.517.672.551 | 7,7516 |
| EMPLEADOS | | 106.718 | 379.111 | 865.971.191 | | 817.785 | 0,09 |
| CONSUMOS PROPIOS | | 2.541 | 52.848 | 156.164.544 | | 398.491 | 0,26 |
| CONSUMOS OTRAS ACTI | | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| CONSUMOS GRATUITOS | | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| CONCESIONES ADMINIST | | 171 | 28.519 | 127.335.059 | | 533.831 | 0,42 |
| TRASVASE TAJO-SEGUR | | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| TOTAL GENERAL | | 22.388.938 | 114.909.571 | 136.834.122.695 | | 10.519.422.658 | 7,69 |

Notas:

- (1)
- (2)
- (3)
- (4)
- (5)
- (6)
- (7)
- (8)

EXTRAPENINSULAR - PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS RD 1436/2002**TARIFAS DE BAJA TENSION**

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | R.D. 1436/2002 | |
|------------------------|--------|------------------|-------------------------|----------------------|-------|--------------------|-----------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 11 | 1.0 | 5.615 | 3.573 | 5.544.737 | | 346.033 | 6,24 |
| 12 | 2.0 | 1.506.801 | 6.062.451 | 4.895.872.472 | | 496.655.872 | 10,14 |
| 13 | 2.0.N. | 7.548 | 59.881 | 102.425.788 | | 11.628.191 | 7,28 |
| | | | | 57.395.174 | | | |
| TOTAL 1.0 + 2.0 | | 1.519.963 | 6.125.904 | 5.061.238.172 | | 508.630.096 | 10,05 |
| 31 | 3.0 | 30.772 | 1.060.512 | 1.429.567.406 | | 145.196.805 | 10,16 |
| 41 | 4.0 | 10.137 | 585.531 | 1.472.455.086 | | 128.786.967 | 8,75 |
| TOTAL 3.0 + 4.0 | | 40.909 | 1.646.043 | 2.902.022.492 | | 273.983.773 | 9,44 |
| 51 | B.0 | 5.943 | 68.149 | 251.037.437 | | 17.739.295 | 7,07 |
| 52 | R.0 | 3.081 | 52.413 | 45.947.727 | | 3.575.397 | 7,78 |
| TOTAL B.0 + R.0 | | 9.024 | 120.562 | 296.985.164 | | 21.314.692 | 7,18 |
| TOTAL BT | | 1.569.896 | 7.892.509 | 8.260.245.828 | | 803.928.562 | 9,73 |

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSION

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | R.D. 1436/2002 | |
|---------------------------------------|----------|--------------|-------------------------|----------------------|-------|--------------------|-----------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 61 | 1.1 | 1.402 | 445.296 | 1.127.904.115 | | 82.098.694 | 7,28 |
| 62 | 1.1Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 71 | 1.2 | 4 | 2.406 | 59.534.097 | | 3.612.416 | 6,07 |
| 72 | 1.2 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 81 | 1.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 82 | 1.3 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 91 | 1.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 92 | 1.4 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL CORTA UTILIZACION | | 1.407 | 447.702 | 1.187.438.212 | | 85.711.110 | 7,22 |
| 64 | 2.1 | 669 | 335.305 | 1.495.393.074 | | 101.227.952 | 6,77 |
| 65 | 2.1Int. | 6 | 8.099 | 40.946.561 | | 2.150.720 | 5,25 |
| 73 | 2.2 | 2 | 11.110 | 30.425.200 | | 2.015.517 | 6,62 |
| 74 | 2.2 Int. | 1 | 12.697 | 83.006.477 | | 4.239.097 | 5,11 |
| 84 | 2.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 85 | 2.3 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 94 | 2.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 95 | 2.4 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL MEDIA UTILIZACION | | 678 | 367.211 | 1.649.771.312 | | 109.633.286 | 6,65 |
| 66 | 3.1 | 103 | 59.595 | 385.965.676 | | 23.996.541 | 6,22 |
| 67 | 3.1Int. | 7 | 34.738 | 217.052.552 | | 10.556.701 | 4,86 |
| 75 | 3.2 | 0 | 0 | 0 (1) | | 0 | - |
| 76 | 3.2 Int. | 1 | 7.021 | 56.306.250 | | 1.944.794 | 3,45 |
| 86 | 3.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 87 | 3.3 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 96 | 3.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 97 | 3.4 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL LARGA UTILIZACION | | 111 | 101.355 | 659.324.478 | | 36.498.037 | 5,54 |
| TOTAL TARIFAS GENERALES ALTA T | | 2.195 | 916.268 | 3.496.534.002 | | 231.842.434 | 6,63 |

EXTRAPENINSULAR - PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS RD 1436/2002**TARIFAS ESPECIFICAS DE ALTA TENSION Y THP**

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | R.D. 1436/2002 | |
|-----------------------------|--------|------------------|----------------------------|-----------------------|-------|----------------------|--------------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 101 | T.1 | 1 | 1.010 | 754.000 | | 57.941 | 7,68 |
| 102 | T.2 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 103 | T.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL T. | | 1 | 1.010 | 754.000 | | 57.941 | 7,68 |
| 111 | R.1 | 124 | 36.595 | 99.893.955 | | 6.205.241 | 6,21 |
| 112 | R.2 | | | | | 0 | - |
| 113 | R.3 | | | | | 0 | - |
| TOTAL R. | | 124 | 36.595 | 99.893.955 | | 6.205.241 | 6,21 |
| 121 | G.4 | | | | | 0 | - |
| TOTAL G.4 | | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 131 | D.1 | 4 | 90.901 | 548.022.872 | | 25.949.873 | 4,74 |
| 132 | D.2 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 133 | D.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 134 | D.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL D | | 4 | 90.901 | 548.022.872 | | 25.949.873 | 4,74 |
| 141 | THP-1 | 1 | 21.100 | 85.858.346 (2) | | 2.825.166 | 3,29 |
| 142 | THP-2 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 142 | THP-3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 142 | THP-4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL THP | | 1 | 21.100 | 85.858.346 | | 2.825.166 | 3,29 |
| TOTAL A.T. | | 2.325 | 1.065.874 | 4.231.063.175 | | 266.880.655 | 6,31 |
| TOTAL TARIFAS | | 1.572.221 | 8.958.383 | 12.491.309.003 | | 1.070.809.217 | 8,57 |
| EMPLEADOS | | 7.644 | 35.060 | 49.931.807 | | 65.209 | 0,13 |
| CONSUMOS PROPIOS | | 118 | 13.165 | 11.464.219 | | | - |
| CONSUMOS OTRAS ACTIVIDADES | | 0 | 0 | 0 | | | |
| CONSUMOS GRATUITOS | | 0 | 0 | 0 | | | |
| CONCESIONES ADMINISTRATIVAS | | 0 | 0 | 0 | | | |
| TRASVASE TAJO-SEGURA | | 0 | 0 | 0 | | | |
| TOTAL GENERAL | | 1.579.984 | 9.006.607 | 12.552.705.029 | | 1.070.874.426 | 8,53 |

Notas:

(1)

(2)

PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA DE ACCESO . AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS RD 1436/2002.

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Contratada (KW) | | | | | | Energía Consumida (kWh) | | | | | | R.D. 1436/2002 | |
|--|-------------------------------|----------------|--------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------------|-----------------------|
| | | | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 | Periodo 4 | Periodo 5 | Periodo 6 | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 | Periodo 4 | Periodo 5 | Periodo 6 | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| TARIFAS DE BAJA TENSION | | 394.075 | | | | | | | | | | | | | 356.474.729 | 3,523 |
| 401 | 2.0 A | 266.347 | 1.148.333 | | | | | | 694.459.872 | | | | | | 37.213.669 | 5,359 |
| 402 | 2.0 NA | 233 | 1.430 | | | | | | 931.528 | | | | | | 117.575 | 3,209 |
| 403 | 3.0 A | 127.495 | 4.625.494 | 4.633.762 | 4.633.842 | | | | 2.383.344.810 | 4.732.653.647 | 2.305.663.759 | | | | 319.143.485 | 3,387 |
| TARIFAS DE ALTA TENSION | | 31.571 | | | | | | | | | | | | | 939.094.627 | 1,522 |
| <i>Tarifas Generales</i> | | <i>31.543</i> | | | | | | | | | | | | | <i>930.446.353</i> | <i>1,647</i> |
| 404 | 3.1 A (1 kV a 36 kV) | 20.548 | 4.049.759 | 4.090.609 | 4.050.456 | | | | 2.421.826.613 | 6.876.860.973 | 3.331.889.682 | | | | 244.717.000 | 1,937 |
| 405 | 6.1 (1 kV a 36 kV) | 10.232 | 9.292.190 | 9.510.971 | 10.040.192 | 10.157.057 | 10.224.578 | 10.625.928 | 2.360.031.251 | 4.008.003.768 | 2.933.461.755 | 4.409.690.435 | 5.917.913.793 | 16.892.174.979 | 583.764.213 | 1,598 |
| 406 | 6.2 (36 kV a 72.5 kV) | 697 | 1.466.643 | 1.518.245 | 1.669.236 | 1.698.016 | 1.736.950 | 1.798.565 | 358.411.703 | 619.007.837 | 451.906.306 | 707.065.895 | 830.506.868 | 2.746.632.894 | 77.478.351 | 1,356 |
| 407 | 6.3 (72.5 kV a 145 kV) | 50 | 250.630 | 289.938 | 394.759 | 454.916 | 498.741 | 513.454 | 116.220.677 | 130.090.003 | 105.499.871 | 112.948.560 | 201.185.269 | 400.941.349 | 15.223.849 | 1,427 |
| 408 | 6.4 (Mayor o igual a 145 kV) | 16 | 226.371 | 233.942 | 291.671 | 293.639 | 293.639 | 296.434 | 89.008.445 | 119.937.097 | 47.554.283 | 53.414.802 | 59.209.645 | 197.182.606 | 9.262.939 | 1,636 |
| | 6.5 Clientes Cualificados | 27 | 750.200 | 751.950 | 765.150 | 765.150 | 765.650 | 772.650 | 270.216.342 | 453.760.275 | 305.814.577 | 511.009.749 | 593.544.912 | 2.659.373.369 | 7.022.151 | 0,146 |
| 411 | 6.5 (1 kV a 36 kV) | 9 | 168.800 | 168.800 | 169.000 | 169.000 | 169.000 | 169.000 | 62.121.141 | 102.689.301 | 67.702.350 | 115.051.751 | 125.842.431 | 660.498.359 | 1.627.744 | 0,144 |
| 412 | 6.5 (36 kV a 72.5 kV) | 7 | 297.200 | 297.200 | 299.200 | 299.200 | 299.200 | 302.200 | 121.035.998 | 202.520.474 | 136.739.203 | 227.302.289 | 257.489.674 | 1.189.151.304 | 3.024.337 | 0,142 |
| 413 | 6.5 (72.5 kV a 145 kV) | 8 | 148.200 | 149.950 | 153.950 | 153.950 | 154.450 | 158.450 | 50.310.191 | 86.395.633 | 55.664.296 | 93.214.603 | 109.935.938 | 479.348.508 | 1.320.973 | 0,151 |
| 414 | 6.5 (Mayor o igual a 145 kV) | 3 | 136.000 | 136.000 | 143.000 | 143.000 | 143.000 | 143.000 | 36.749.011 | 62.154.868 | 45.708.767 | 75.441.106 | 100.276.869 | 330.375.198 | 1.049.097 | 0,161 |
| 299 | Peaje Trasvase Tajo Segura | 1 | | | | | | 182.000 | | | | | | 428.069.300 | 1.626.123 | 0,380 |
| Total Acceso | | 425.646 | | | | | | | | | | | | | 1.295.569.356 | 1,803 |
| Coste Generación clientes a mercado | | | | | | | | | | | | | | | 2.644.080.397 | 3,681 |
| Total | | | | | | | | | | | | | | | 3.939.649.753 | 5,484 |

**PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS
PROPUESTA RD**

TARIFAS DE BAJA TENSION

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | Propuesta RD | |
|------------------------|--------|-------------------|-------------------------|-----------------------|-------|----------------------|-----------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 11 | 1.0 | 149.992 | 98.013 | 67.835.096 | | 4.478.835 | 6,60 |
| 12 | 2.0 | 20.574.279 | 82.056.429 | 55.409.510.754 | | 5.942.701.694 | 10,73 |
| 13 | 2.0.N. | 983.925 | 5.374.311 | 4.137.792.506 (1) | | 638.336.113 | 6,83 |
| | | | | 5.204.150.750 | | | |
| TOTAL 1.0 + 2.0 | | 21.708.196 | 87.528.754 | 64.819.289.106 | | 6.585.516.642 | 10,16 |
| 31 | 3.0 | 376.862 | 12.187.317 | 13.157.453.046 | | 1.479.873.704 | 11,25 |
| 41 | 4.0 | 36.734 | 2.328.478 | 6.328.164.794 | | 548.865.235 | 8,67 |
| TOTAL 3.0 + 4.0 | | 413.596 | 14.515.795 | 19.485.617.841 | | 2.028.738.939 | 10,41 |
| 51 | B.0 | 64.644 | 490.163 | 2.145.415.885 | | 155.423.252 | 7,24 |
| 52 | R.0 | 42.615 | 646.914 | 477.584.902 (2) | | 38.522.405 | 8,07 |
| TOTAL B.0 + R.0 | | 107.259 | 1.137.077 | 2.623.000.786 | | 193.945.657 | 7,39 |
| TOTAL BT | | 22.229.051 | 103.181.626 | 86.927.907.733 | | 8.808.201.238 | 10,13 |

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSION

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | Propuesta RD | |
|-------------------------------|----------|---------------|-------------------------|-----------------------|-------|----------------------|-----------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 61 | 1.1 | 34.314 | 3.475.561 | 5.645.075.481 | | 458.262.958 | 8,1179 |
| 62 | 1.1Int. | 2 | 17.602 | 47.026.493 (3) | | 2.829.289 | 6,0164 |
| 71 | 1.2 | 376 | 332.533 | 267.856.376 | | 21.554.274 | 8,0470 |
| 72 | 1.2 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0,0000 |
| 81 | 1.3 | 83 | 79.007 | 36.863.085 | | 3.911.276 | 10,6103 |
| 82 | 1.3 Int. | 1 | 10.385 | 26.077.247 | | 884.968 | 3,3936 |
| 91 | 1.4 | 37 | 49.220 | 18.181.301 | | 2.063.118 | 11,3475 |
| 92 | 1.4 Int. | 2 | 41.629 | 134.177.352 | | 4.772.072 | 3,5565 |
| TOTAL CORTA UTILIZACI | | 34.814 | 4.005.937 | 6.175.257.334 | | 494.277.955 | 8,0042 |
| 64 | 2.1 | 914 | 206.967 | 659.601.176 | | 46.842.398 | 7,1016 |
| 65 | 2.1Int. | 8 | 71.592 | 439.675.350 (4) | | 20.397.035 | 4,6391 |
| 73 | 2.2 | 14 | 16.250 | 53.564.409 | | 3.114.081 | 5,8137 |
| 74 | 2.2 Int. | 4 | 44.809 | 278.680.735 | | 9.621.578 | 3,4525 |
| 84 | 2.3 | 6 | 12.544 | 54.233.620 | | 2.913.936 | 5,3729 |
| 85 | 2.3 Int. | 4 | 87.063 | 535.516.986 (5) | | 19.472.873 | 3,6363 |
| 94 | 2.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0,0000 |
| 95 | 2.4 Int. | 1 | 8.619 | 80.906.414 (5) | | 2.611.952 | 3,2284 |
| TOTAL MEDIA UTILIZACIC | | 951 | 447.845 | 2.102.178.691 | | 104.973.854 | 4,9936 |
| 66 | 3.1 | 171 | 51.405 | 364.460.002 | | 18.681.153 | 5,1257 |
| 67 | 3.1Int. | 19 | 154.101 | 1.462.102.988 | | 50.032.029 | 3,4219 |
| 75 | 3.2 | 14 | 6.017 | 45.182.986 | | 1.977.270 | 4,3761 |
| 76 | 3.2 Int. | 21 | 256.614 | 2.618.327.282 | | 72.186.095 | 2,7570 |
| 86 | 3.3 | 6 | 22.338 | 322.051.211 | | 10.716.755 | 3,3277 |
| 87 | 3.3 Int. | 23 | 366.521 | 4.156.763.678 | | 101.407.832 | 2,4396 |
| 96 | 3.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | 0,0000 |
| 97 | 3.4 Int. | 17 | 609.535 | 6.425.508.845 | | 147.529.520 | 2,2960 |
| TOTAL LARGA UTILIZACI | | 271 | 1.466.532 | 15.394.396.993 | | 402.530.654 | 2,6148 |
| TOTAL TARIFAS GENERA | | 36.036 | 5.920.314 | 23.671.833.018 | | 1.001.782.463 | 4,2320 |

**PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS
PROPUESTA RD**

TARIFAS ESPECIFICAS DE ALTA TENSION Y THP

| Código | Tarifa | N° Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | Propuesta RD | |
|-----------------------|--------|-------------------|-------------------------------|------------------------|-------|-----------------------|--------------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 101 | T.1 | 46 | 127.253 | 175.507.792 | | 12.703.621 | 7,2382 |
| 102 | T.2 | 31 | 118.565 | 131.027.502 | | 8.789.353 | 6,7080 |
| 103 | T.3 | 4 | 26.274 | 1.902.632 | | 280.128 | 14,7232 |
| TOTAL T. | | 81 | 272.092 | 308.437.926 | | 21.773.102 | 7,0592 |
| 111 | R.1 | 13.656 | 1.321.371 | 1.688.413.324 (6) | | 109.661.332 | 6,4949 |
| 112 | R.2 | 22 | 13.925 | 14.049.131 | | 843.519 | 6,0041 |
| 113 | R.3 | 1 | 1.166 | 1.439.467 | | 63.397 | 4,4042 |
| TOTAL R. | | 13.679 | 1.336.461 | 1.703.901.922 | | 110.568.247 | 6,4891 |
| 121 | G.4 | 5 | 1.040.000 | 9.077.449.400 (7) | | 211.869.071 | 2,3340 |
| TOTAL G.4 | | 5 | 1.040.000 | 9.077.449.400 | | 211.869.071 | 2,3340 |
| 131 | D.1 | 528 | 508.414 | 2.498.905.342 | | 121.365.551 | 4,8567 |
| 132 | D.2 | 34 | 155.708 | 852.650.428 | | 36.564.945 | 4,2884 |
| 133 | D.3 | 9 | 193.698 | 986.959.973 | | 44.676.573 | 4,5267 |
| 134 | D.4 | 3 | 53.085 | 338.837.225 | | 15.235.468 | 4,4964 |
| TOTAL D | | 575 | 910.906 | 4.677.352.969 | | 217.842.536 | 4,6574 |
| 141 | THP-1 | 31 | 432.982 | 1.663.018.639 (8) | | 69.322.494 | 4,1685 |
| 142 | THP-2 | 33 | 449.099 | 2.282.810.701 | | 87.713.438 | 3,8423 |
| 142 | THP-3 | 9 | 198.941 | 1.127.862.950 | | 39.196.173 | 3,4753 |
| 142 | THP-4 | 11 | 706.671 | 4.244.076.645 | | 125.229.691 | 2,9507 |
| TOTAL THP | | 83 | 1.787.694 | 9.317.768.935 | | 321.461.797 | 3,4500 |
| TOTAL A.T. | | 50.459 | 11.267.467 | 48.756.744.169 | | 1.885.297.217 | 3,8667 |
| TOTAL TARIFAS | | 22.279.510 | 114.449.093 | 135.684.651.901 | | 10.693.498.455 | 7,8811 |
| EMPLEADOS | | 106.718 | 379.111 | 865.971.191 | | 817.785 | 0,0944 |
| CONSUMOS PROPIOS | | 2.541 | 52.848 | 156.164.544 | | 398.491 | 0,2552 |
| CONSUMOS OTRAS ACTIV | | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| CONSUMOS GRATUITOS | | 0 | 0 | 0 | | 0 | |
| CONCESIONES ADMINIST | | 171 | 28.519 | 127.335.059 | | 533.831 | 0,4192 |
| TRASVASE TAJOS-SEGUR/ | | 0 | 0 | 0 | | | |
| TOTAL GENERAL | | 22.388.938 | 114.909.571 | 136.834.122.695 | | 10.695.248.561 | 7,82 |

Notas:

- (1)
- (2)
- (3)
- (4)
- (5)
- (6)
- (7)
- (8)

**EXTRAPENINSULAR - PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN
PRECIOS PROPUESTA RD**

TARIFAS DE BAJA TENSION

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | Propuesta RD | |
|------------------------|--------|------------------|----------------------------|----------------------|-------|--------------------|--------------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 11 | 1.0 | 5.615 | 3.573 | 5.544.737 | | 351.568 | 6,34 |
| 12 | 2.0 | 1.506.801 | 6.062.451 | 4.895.872.472 | | 504.600.313 | 10,31 |
| 13 | 2.0.N. | 7.548 | 59.881 | 102.425.788 | | 11.814.270 | 7,39 |
| | | | | 57.395.174 | | | |
| TOTAL 1.0 + 2.0 | | 1.519.963 | 6.125.904 | 5.061.238.172 | | 516.766.151 | 10,21 |
| <hr/> | | | | | | | |
| 31 | 3.0 | 30.772 | 1.060.512 | 1.429.567.406 | | 147.511.448 | 10,32 |
| 41 | 4.0 | 10.137 | 585.531 | 1.472.455.086 | | 130.900.034 | 8,89 |
| TOTAL 3.0 + 4.0 | | 40.909 | 1.646.043 | 2.902.022.492 | | 278.411.482 | 9,59 |
| <hr/> | | | | | | | |
| 51 | B.0 | 5.943 | 68.149 | 251.037.437 | | 18.040.910 | 7,19 |
| 52 | R.0 | 3.081 | 52.413 | 45.947.727 | | 3.638.036 | 7,92 |
| TOTAL B.0 + R.0 | | 9.024 | 120.562 | 296.985.164 | | 21.678.946 | 7,30 |
| <hr/> | | | | | | | |
| TOTAL BT | | 1.569.896 | 7.892.509 | 8.260.245.828 | | 816.856.579 | 9,89 |

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSION

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | Propuesta RD | |
|---------------------------------------|----------|--------------|----------------------------|----------------------|-------|--------------------|--------------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 61 | 1.1 | 1.402 | 445.296 | 1.127.904.115 | | 83.495.090 | 7,40 |
| 62 | 1.1Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 71 | 1.2 | 4 | 2.406 | 59.534.097 | | 3.674.879 | 6,17 |
| 72 | 1.2 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 81 | 1.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 82 | 1.3 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 91 | 1.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 92 | 1.4 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL CORTA UTILIZACION | | 1.407 | 447.702 | 1.187.438.212 | | 87.169.969 | 7,34 |
| <hr/> | | | | | | | |
| 64 | 2.1 | 669 | 335.305 | 1.495.393.074 | | 102.947.483 | 6,88 |
| 65 | 2.1Int. | 6 | 8.099 | 40.946.561 | | 2.189.611 | 5,35 |
| 73 | 2.2 | 2 | 11.110 | 30.425.200 | | 2.051.444 | 6,74 |
| 74 | 2.2 Int. | 1 | 12.697 | 83.006.477 | | 4.314.385 | 5,20 |
| 84 | 2.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 85 | 2.3 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 94 | 2.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 95 | 2.4 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL MEDIA UTILIZACION | | 678 | 367.211 | 1.649.771.312 | | 111.502.923 | 6,76 |
| <hr/> | | | | | | | |
| 66 | 3.1 | 103 | 59.595 | 385.965.676 | | 24.422.711 | 6,33 |
| 67 | 3.1Int. | 7 | 34.738 | 217.052.552 | | 10.755.809 | 4,96 |
| 75 | 3.2 | 0 | 0 | 0 (1) | | 0 | - |
| 76 | 3.2 Int. | 1 | 7.021 | 56.306.250 | | 1.987.769 | 3,53 |
| 86 | 3.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 87 | 3.3 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 96 | 3.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 97 | 3.4 Int. | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL LARGA UTILIZACION | | 111 | 101.355 | 659.324.478 | | 37.166.288 | 5,64 |
| <hr/> | | | | | | | |
| TOTAL TARIFAS GENERALES ALTA T | | 2.195 | 916.268 | 3.496.534.002 | | 235.839.180 | 6,74 |

**EXTRAPENINSULAR - PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA INTEGRAL. AÑO 2004. FACTURACIÓN
PRECIOS PROPUESTA RD**

TARIFAS ESPECIFICAS DE ALTA TENSION Y THP

| Código | Tarifa | Nº Clientes | Potencia Facturada (kW) | Consumo (kWh) | Notas | Propuesta RD | |
|-----------------------------|--------|------------------|----------------------------|-----------------------|-------|----------------------|--------------------------|
| | | | | | | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) |
| 101 | T.1 | 1 | 1.010 | 754.000 | | 58.926 | 7,82 |
| 102 | T.2 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 103 | T.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL T. | | 1 | 1.010 | 754.000 | | 58.926 | 7,82 |
| 111 | R.1 | 124 | 36.595 | 99.893.955 | | 6.321.880 | 6,33 |
| 112 | R.2 | | | | | 0 | - |
| 113 | R.3 | | | | | 0 | - |
| TOTAL R. | | 124 | 36.595 | 99.893.955 | | 6.321.880 | 6,33 |
| 121 | G.4 | | | | | 0 | - |
| TOTAL G.4 | | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 131 | D.1 | 4 | 90.901 | 548.022.872 | | 26.621.666 | 4,86 |
| 132 | D.2 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 133 | D.3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 134 | D.4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL D | | 4 | 90.901 | 548.022.872 | | 26.621.666 | 4,86 |
| 141 | THP-1 | 1 | 21.100 | 85.858.346 (2) | | 2.873.178 | 3,35 |
| 142 | THP-2 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 142 | THP-3 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| 142 | THP-4 | 0 | 0 | 0 | | 0 | - |
| TOTAL THP | | 1 | 21.100 | 85.858.346 | | 2.873.178 | 3,35 |
| TOTAL A.T. | | 2.325 | 1.065.874 | 4.231.063.175 | | 271.714.830 | 6,42 |
| TOTAL TARIFAS | | 1.572.221 | 8.958.383 | 12.491.309.003 | | 1.088.571.409 | 8,71 |
| EMPLEADOS | | 7.644 | 35.060 | 49.931.807 | | 65.209 | 0,13 |
| CONSUMOS PROPIOS | | 118 | 13.165 | 11.464.219 | | | - |
| CONSUMOS OTRAS ACTIVIDADES | | 0 | 0 | 0 | | | - |
| CONSUMOS GRATUITOS | | 0 | 0 | 0 | | | - |
| CONCESIONES ADMINISTRATIVAS | | 0 | 0 | 0 | | | - |
| TRASVASE TAJO-SEGURA | | 0 | 0 | 0 | | | - |
| TOTAL GENERAL | | 1.579.984 | 9.006.607 | 12.552.705.029 | | 1.088.636.618 | 8,67 |

Notas:

(1)

(2)

PREVISION ANUAL DE CLIENTES A TARIFA DE ACCESO . AÑO 2004. FACTURACIÓN PRECIOS PROPUESTA RD

| Código | Tarifa | N° Clientes | Potencia Contratada (KW) | | | | | | Energía Consumida (kWh) | | | | | | Propuesta R.D. | | |
|--|-------------------------------|-------------|--------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------------|--------------|
| | | | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 | Periodo 4 | Periodo 5 | Periodo 6 | Periodo 1 | Periodo 2 | Periodo 3 | Periodo 4 | Periodo 5 | Periodo 6 | Facturación (€) | Precio Medio (c€/kWh) | |
| TARIFAS DE BAJA TENSION | | | 394.075 | | | | | | | | | | | | | 362.500.403 | 3,582 |
| 401 | 2.0 A | 266.347 | 1.148.333 | | | | | | 694.459.872 | | | | | | | 37.809.005 | 5,444 |
| 402 | 2.0 NA | 233 | 1.430 | | | | | | 931.528 | 2.732.634 | | | | | | 119.455 | 3,260 |
| 403 | 3.0 A | 127.495 | 4.625.494 | 4.633.762 | 4.633.842 | | | | 2.383.344.810 | 4.732.653.647 | 2.305.663.759 | | | | | 324.571.943 | 3,445 |
| TARIFAS DE ALTA TENSION | | | 31.571 | | | | | | | | | | | | | 955.068.058 | 1,547 |
| <i>Tarifas Generales</i> | | | <i>31.543</i> | | | | | | | | | | | | | <i>946.271.462</i> | <i>1,675</i> |
| 404 | 3.1 A (1 kV a 36 kV) | 20.548 | 4.049.759 | 4.090.609 | 4.050.456 | | | | 2.421.826.613 | 6.876.860.973 | 3.331.889.682 | | | | | 248.873.691 | 1,970 |
| 405 | 6.1 (1 kV a 36 kV) | 10.232 | 9.292.190 | 9.510.971 | 10.040.192 | 10.157.057 | 10.224.578 | 10.625.928 | 2.360.031.251 | 4.008.003.768 | 2.933.461.755 | 4.409.690.435 | 5.917.913.793 | 16.892.174.979 | | 593.698.851 | 1,626 |
| 406 | 6.2 (36 kV a 72,5 kV) | 697 | 1.466.643 | 1.518.245 | 1.669.236 | 1.698.016 | 1.736.950 | 1.798.565 | 358.411.703 | 619.007.837 | 451.906.306 | 707.065.895 | 830.506.868 | 2.746.632.894 | | 78.795.717 | 1,379 |
| 407 | 6.3 (72,5 kV a 145 kV) | 50 | 250.630 | 289.938 | 394.759 | 454.916 | 498.741 | 513.454 | 116.220.677 | 130.090.003 | 105.499.871 | 112.948.560 | 201.185.269 | 400.941.349 | | 15.482.839 | 1,451 |
| 408 | 6.4 (Mayor o igual a 145 kV) | 16 | 226.371 | 233.942 | 291.671 | 293.639 | 293.690 | 296.434 | 89.008.445 | 119.937.097 | 47.554.283 | 53.414.802 | 59.209.645 | 197.182.606 | | 9.420.364 | 1,663 |
| <i>6.5 Clientes Cualificados</i> | | | <i>27</i> | | | | | | | | | | | | | <i>7.142.829</i> | <i>0,149</i> |
| 411 | 6.5 (1 kV a 36 kV) | 9 | 168.800 | 168.800 | 169.000 | 169.000 | 169.000 | 169.000 | 62.121.141 | 102.689.301 | 67.702.350 | 115.051.751 | 125.842.431 | 660.498.359 | | 1.655.727 | 0,146 |
| 412 | 6.5 (36 kV a 72,5 kV) | 7 | 297.200 | 297.200 | 299.200 | 299.200 | 299.200 | 302.200 | 121.035.998 | 202.520.474 | 136.739.203 | 227.302.289 | 257.489.674 | 1.189.151.304 | | 3.076.330 | 0,144 |
| 413 | 6.5 (72,5 kV a 145 kV) | 8 | 148.200 | 149.950 | 153.950 | 153.950 | 154.450 | 158.450 | 50.310.191 | 86.395.633 | 55.664.256 | 93.214.603 | 109.935.938 | 479.348.508 | | 1.343.664 | 0,154 |
| 414 | 6.5 (Mayor o igual a 145 kV) | 3 | 136.000 | 136.000 | 143.000 | 143.000 | 143.000 | 143.000 | 36.749.011 | 62.154.868 | 45.708.767 | 75.441.106 | 100.276.869 | 330.375.198 | | 1.067.108 | 0,164 |
| 299 | Peaje Trasvase Tajo Segura | 1 | | | | | | 182.000 | | | | | | 428.069.300 | | 1.653.767 | 0,386 |
| Total Acceso | | | 425.646 | | | | | | | | | | | | | 1.317.568.461 | 1,834 |
| Coste Generación clientes a mercado | | | | | | | | | | | | | | | | 2.644.080.397 | 3,681 |
| Total | | | | | | | | | | | | | | | | 3.961.648.858 | 5,515 |