

# El reconocimiento del déficit tarifario en el marco de la metodología para la determinación de la tarifa eléctrica

Julián López Milla\*

*En este artículo se examina la metodología que se emplea para determinar el incremento de las tarifas eléctricas, señalando las principales modificaciones que se introdujeron a finales de 2002 y dedicando una especial atención al procedimiento establecido para la recuperación del llamado déficit tarifario. Al realizar este análisis se hace hincapié en los posibles efectos de esos cambios sobre la transparencia del proceso que permite calcular las variaciones que han de experimentar las tarifas, señalando algunos avances e indicando diversos ámbitos en los que aún sería exigible una definición más precisa de los elementos que articulan el marco normativo*

**Palabras clave:** sector eléctrico, tarifas eléctricas, déficit tarifario.

**Clasificación JEL:** L94.



COLABORACIONES

## 1. Introducción

El principio en que se basa el procedimiento que se emplea para determinar las tarifas eléctricas parece bastante simple: se deben calcular de modo que, al ser aplicadas, los ingresos que proporcionen sean suficientes para cubrir todos los costes reconocidos a las empresas que abastecen de electricidad a los consumidores que las pagan. Sin embargo, en la práctica, su determinación se lleva a cabo a través de un procedimiento muy complejo. Al calcular las tarifas resulta necesario efectuar un ejercicio de previsión

que, como es lógico, se basa en diversos supuestos sobre el comportamiento de los agentes que operan en el sector y en múltiples estimaciones acerca de la evolución de diferentes variables. Por otra parte, debemos tener en cuenta que mientras las tarifas son únicas a nivel nacional, las compañías que las aplican operan en mercados dispares, así que no se apropian de los ingresos que les proporcionan: éstos quedan sujetos a un *procedimiento de liquidaciones* que permite distribuir el importe total recaudado para que cada una obtenga las cantidades que establece la regulación. Además, los ingresos obtenidos a través del cobro de las tarifas incluyen algunos importes que no forman parte de la retribución de las empresas que las aplican y han de

\* Departamento de Análisis Económico Aplicado. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales. Universidad de Alicante.

ser entregados a los sujetos a los que les corresponden. También debemos reparar en el hecho de que existen dos clases de tarifas: *las integrales*, que son las que pagan los clientes que no desean abastecerse a precio libre para sufragar todos los costes del suministro; y *las de acceso*, que son las que abonan los consumidores que adquieren la electricidad en el mercado de producción, o negocian el precio con una compañía comercializadora, para contribuir al pago de los ingresos reconocidos a las empresas propietarias de las redes de transporte y distribución.

En este contexto, resulta extraordinariamente difícil contar con un marco normativo que establezca de un modo preciso cada uno de los pasos que se han de dar para calcular el incremento de las tarifas. Sin embargo, es indudable que cuanto más detallada sea la regulación que defina ese procedimiento, menor será la incertidumbre que genere y menor será también el margen para la discrecionalidad del gobierno. Los recientes cambios en la metodología que se emplea para determinar la variación anual de las tarifas eléctricas (1) han constituido un intento de avanzar por ese camino, pues han servido para introducir algunas modificaciones que permitirán que el procedimiento sea más estable y transparente. Para lograrlo, y entre otras medidas, se ha aprobado un mecanismo con el fin de compensar las diferencias que puedan surgir entre algunas de las previsiones realizadas a la hora de establecer las tarifas y los valores reales de las variables. Asimismo, se ha garantizado el cobro de las cantidades aportadas por las principales empresas productoras de electricidad para la financiación del llamado *déficit tarifario*, que surgió entre 2000 y 2002

(1) Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre (BOE, 31 de diciembre de 2002).

como consecuencia de que los ingresos proporcionados por las tarifas eléctricas no fueron suficientes para abonar todos los costes que debían ser sufragados por las mismas.

La introducción de cambios destinados a aumentar la transparencia y la estabilidad del marco tarifario resultaba especialmente necesaria cuando estaba a punto de otorgarse capacidad de elegir proveedor y negociar el precio del suministro a todos los consumidores españoles (2) y, por tanto, hacía falta evitar que las alteraciones de la normativa que regula el procedimiento para establecer las tarifas interfiera en sus decisiones. Además, al reforzar su estabilidad se reduce el *riesgo regulatorio* que, si es muy elevado, puede producir una disminución de las inversiones y constituir una *barrera a la entrada* en aquellas actividades que son potencialmente competitivas (generación y comercialización).

En este artículo vamos a examinar la metodología que se emplea para determinar el incremento de las tarifas eléctricas, señalando las principales modificaciones que se introdujeron a finales de 2002 y dedicando una especial atención al procedimiento establecido para la recuperación del llamado *déficit tarifario*. A continuación, y a modo de conclusión, realizaremos una valoración global de los cambios en dicha metodología.

## 2. La determinación del aumento de la tarifa eléctrica media o de referencia

Debemos empezar señalando que, en realidad, el procedimiento que se recoge

(2) Hasta el 1 de enero de 2003, sólo podían hacerlo los titulares de unos 65.000 puntos de suministro, que concentraban algo más del 50 por 100 de la demanda total. En la actualidad, disponen de esa posibilidad más de 21 millones de consumidores.



COLABORACIONES

en la normativa no conduce a la determinación de las variaciones que deben producirse en cada una de las tarifas a las que se pueden acoger los diferentes consumidores. Lo que se calcula es el aumento o la disminución que ha de experimentar la *tarifa eléctrica media o de referencia*, que se define como el cociente entre los ingresos que deben proporcionar las tarifas para retribuir el valor estimado de los costes reconocidos a las actividades que realizan las empresas del sector y la previsión de la demanda (3). Una vez determinada esta variación, que no es más que un cálculo del incremento o la disminución que tiene que producirse en el precio medio de la electricidad para cubrir los costes previstos, se traslada el resultado a cada una de las tarifas que se ofrecen a los consumidores con el fin de que la estructura del sistema tarifario sea coherente con la variación del precio medio que se requiere. Para evitar que se produzcan cambios bruscos en dicha estructura, el Real Decreto aprobado a finales del año pasado ha establecido que la modificación de cada tarifa individual no podrá superar, al alza o a la baja, en más de un 0,6 por 100 a la variación calculada para la tarifa media.

Para obtener la variación de la tarifa eléctrica media es necesario estimar el valor que pueden alcanzar los siguientes costes:

a) *Los costes de producción.*

Se calculan a partir del balance de energía que elabora el operador del sistema para tratar de estimar la participación de cada tecnología en la cobertura de la demanda prevista. Dentro de estos costes se distinguen cuatro partidas:

(3) El Real Decreto 1432/2002 establece que esta previsión se calcula aplicando el incremento anual que ha experimentado la demanda durante los doce meses anteriores a aquél en que se establece la tarifa al consumo registrado durante dicho período.

A.1) *El coste de la generación peninsular*, que se calcula distinguiendo entre la electricidad aportada por las instalaciones pertenecientes al *régimen ordinario* y las incluidas en el denominado *régimen especial*:

- El coste de la energía aportada por las instalaciones del *régimen ordinario* se obtiene multiplicando el precio medio previsto para el mercado de producción por la previsión de la cantidad de electricidad que se estima que van a generar estas centrales. Una de las principales novedades que introduce el Real Decreto 1432/2002 es que divide dichas instalaciones en dos grupos: las que se encontraban en funcionamiento antes del 31 de diciembre de 1997 y las que se han incorporado al sistema después de esa fecha. Para la energía aportada por las primeras, fija un precio medio de 0,036061 €/KWh; para la electricidad generada por segundas, establece que el precio medio previsto se basará en la mejor estimación del precio del gas que exista cuando se aprueben las modificaciones de tarifas.

- El coste de la energía que se estima que van a producir las instalaciones pertenecientes al *régimen especial* se calcula separando la cantidad que se prevé que van a colocar en el mercado de producción de la que se pronostica que van a vender directamente a los distribuidores (4). La primera se valora añadiendo al precio medio previsto para dicho mercado

(4) Las centrales pertenecientes al denominado *régimen especial* (aquellas que utilizan energías renovables no consumibles, residuos, biomasa o cualquier otro tipo de biocarburante) sólo están obligadas a participar en el mercado si su potencia instalada supera los 50 MW. Las que no están afectadas por esta obligación pueden acudir a los distribuidores para que les compren toda la energía que van a generar, pagándoles el precio que se deriva de una tarifa fijada anualmente por el gobierno. En 2002 se les otorgó autorización para que vendieran directamente su producción a los comercializadores, y se estableció un sistema de incentivos económicos para animarlas a participar en el mercado.



COLABORACIONES

(calculado como se establece en el párrafo anterior) el importe de las primas que cobran los propietarios de las centrales (y que dependen de la cantidad de energía que aportan y del tipo de tecnología que utilizan). La segunda se valora aplicando el precio medio previsto para las compras de los distribuidores a los productores del régimen especial, que se calcula multiplicando el precio medio de tales adquisiciones durante los doce meses anteriores por la variación media de las tarifas que se van a aplicar a esas compras.

A.2) *El coste de la electricidad procedente de otros países.* En este caso, se distingue entre la vinculada a los contratos formalizados por *Red Eléctrica de España* antes del 31 de diciembre de 1997, que se valora aplicando el precio establecido en el contrato a las cantidades previstas; y el resto de energía eléctrica procedente de más allá de nuestras fronteras, cuyo coste se calcula aplicando el precio medio previsto en el mercado de producción a la electricidad que se estima que se va a incorporar por esta vía.

A.3) *El coste de la energía eléctrica producida en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.* El que se deriva de las aportaciones realizadas por instalaciones incluidas en el régimen especial se calcula mediante un procedimiento similar al que se emplea en el caso de las centrales peninsulares que pertenecen a ese mismo régimen y venden su producción a los distribuidores. Para los costes correspondientes a la electricidad generada por las instalaciones del régimen ordinario todavía no se ha determinado reglamentariamente cuál es el procedimiento que se aplica.

A.4) *El coste de las exportaciones,* que tiene signo negativo, se determina aplicando a la cantidad estimada el precio medio previsto para el mercado de producción (descontando ciertos compo-

ponentes que no tienen que abonar los agentes exteriores que compran electricidad en dicho mercado).

B) *El coste del transporte.*

Se calcula sumando tres partidas:

B.1) Los costes reconocidos a las instalaciones que entraron en servicio *antes de 1998*, que se determina actualizando la retribución que percibieron las empresas transportistas en ese año mediante un coeficiente vinculado a la evolución del IPC.

B.2) Los costes correspondientes a las instalaciones que han entrado en servicio *después del 31 de diciembre de 1997*, que se obtienen actualizando el coste reconocido a tales instalaciones en el año de su puesta en funcionamiento mediante un coeficiente similar al anterior. A su vez, esa cifra inicial se calcula agregando unos costes de inversión y explotación que se determinan mediante unos parámetros establecidos por el Gobierno mediante Real Decreto.

B.3) *Un incentivo económico* con el que se trata de favorecer el aumento de la disponibilidad de las instalaciones, y que se calcula a partir de la diferencia entre la disponibilidad real de las mismas y una disponibilidad objetivo establecida anualmente por el Gobierno.

Como el importe total de esta partida se calcula mediante la agregación de las cantidades reconocidas a las diferentes instalaciones resulta muy fácil determinar la cuantía que ha de percibir cada empresa transportista, que se obtiene simplemente como la suma de los costes correspondientes al conjunto de instalaciones que le pertenecen.

C) *El coste de la distribución.*

Se determina por medio de la siguiente expresión (5):

(5) Junto a la cantidad que se deriva de la misma se incluye otra, mucho más reducida, destinada a retribuir a



COLABORACIONES

$$D_n = D_{n-1} \cdot [1 + ((IPC_n - 1)/100)] \cdot [1 + (\Delta D \cdot F_e)]$$

donde:  $D_n$  = coste reconocido a la actividad de distribución en el año  $n$ ;  $D_{n-1}$  = coste reconocido a la actividad de distribución en el año  $n-1$ ;  $IPC_n$  = previsión sobre la variación porcentual del Índice de Precios al Consumo durante el año  $n$ ;  $\Delta D$  = previsión sobre la variación de la demanda (año  $n$  respecto al año  $n-1$ ). Será cero cuando se prevea una disminución de la demanda;  $F_e$  = factor de eficiencia.

Por tanto, lo único que se hace es actualizar los costes reconocidos el año anterior mediante un coeficiente vinculado a la evolución del IPC y añadir una nueva cantidad que depende de la previsión sobre el crecimiento de la demanda. El importe que le corresponde a cada una de las compañías que participan en la actividad de distribución se determina por medio de unos porcentajes establecidos por el gobierno que, según establece la normativa, se deberían calcular mediante un procedimiento diseñado con el fin de asegurar una transición gradual desde los criterios de reparto aplicados hasta 1997 hacia los que se derivan de un modelo de red de referencia que tiene en cuenta las características de las zonas atendidas por las distintas empresas. No obstante, debemos señalar que la transición se interrumpió a partir de 2000, pues las cuotas de reparto que se habrían derivado del procedimiento establecido para el período transitorio no se aplicaron ni en este año ni en el siguiente. En el año

las pequeñas compañías de distribución, y que se calcula mediante la diferencia entre la previsión de los ingresos que van a obtener estas empresas (por las ventas de electricidad a tarifa y los cobros derivados del acceso a sus redes) y la previsión de los costes en que van a incurrir al comprar la energía eléctrica que necesitan para abastecer a sus clientes a tarifa.

2002 se introdujeron unos nuevos porcentajes, que se volvieron a emplear en 2003, pero no se justificó su valor.

#### D) *Los costes de comercialización.*

Esta partida recoge las cantidades que ingresan las compañías de distribución para compensarlas por los costes de gestión comercial en que incurren para atender a sus clientes a tarifa y a los consumidores cualificados conectados a sus redes que ejercen dicha condición. El importe global de dicha retribución se calcula actualizando una cifra inicial mediante el mismo procedimiento que se utiliza para determinar la anualidad total que le corresponde a la actividad de distribución, y la cuantía que recibe cada empresa se halla aplicando unos parámetros que reflejan sus costes de gestión comercial (6).

#### E) *Los costes permanentes del sistema.*

Bajo esta rúbrica se incluyen los siguientes conceptos:

E.1) La retribución percibida por el operador del mercado y el operador del sistema, determinada por el Gobierno a partir de los costes reconocidos a ambas actividades.

E.2) La asignación destinada a la Comisión Nacional de la Energía (CNE), establecida por el Gobierno a partir de los costes de funcionamiento reconocidos a este organismo.

E.3) La compensación reconocida a las compañías eléctricas que operan en los territorios insulares y extrapeninsulares por los sobrecostes que ello conlleva, que es determinada discrecionalmente por el Gobierno.

(6) Hasta el 1 de enero de 2003, la cantidad correspondiente a los costes de comercialización a consumidores cualificados se calculaba mediante parámetros distintos a los que se utilizaban para determinar el importe de los costes de comercialización a tarifa. Sin embargo, desde esa fecha, en la que todos los consumidores han accedido a la condición de cualificados, la cantidad que le corresponde a cada compañía se calcula como si todos los clientes fueran suministrados a tarifa.



COLABORACIONES

E.4) Los Costes de Transición a la Competencia (CTCs). En esta partida se incluyen las compensaciones que reciben las compañías que poseen instalaciones de generación que estuvieron sujetas al marco regulatorio anterior a la actual Ley del Sector Eléctrico (o las que adquieran tales activos de producción). La finalidad de tal retribución es, por una parte, incentivar el uso de carbón nacional y, por otra, compensar la disminución de ingresos que pueden verse obligadas a afrontar como consecuencia de la creación del mercado de producción, en el que la presión de la competencia debería de conducir a unos precios que les proporcionasen unos ingresos más bajos que los que obtenían con el anterior régimen retributivo.

F) *Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

Bajo esta denominación se agrupan las siguientes retribuciones:

F.1) El importe del total de las primas reconocidas a los productores pertenecientes al régimen especial.

F.2) Las cantidades destinadas a la creación de un fondo para la financiación de los costes ocasionados por los trabajos correspondientes a la segunda parte del ciclo del combustible nuclear.

F.3) El importe destinado a la compensación de los costes asociados al *stock* estratégico de combustible nuclear.

F.4) La cuantía que sea necesaria para pagar la compensación anual que deben recibir los propietarios de centrales nucleares en moratoria que fueron paralizadas mediante una ley aprobada en 1994.

F.5) El coste ocasionado por ciertos pagos que se han de realizar a las pequeñas empresas distribuidoras para compensarlas por las obligaciones de suministro a tarifa a las que están sujetas, y por el sobre coste ocasionado por

las adquisiciones de energía a productores en régimen especial.

Todas las partidas incluidas en los dos apartados anteriores (salvo las primas que cobran los productores pertenecientes al régimen especial y los CTCs) reciben la denominación de «costes con destinos específicos». Ello significa que estos costes se repercuten a todos los consumidores a través de unas cuotas que se aplican sobre el importe facturado a los usuarios que abonan la tarifa y a clientes que se abastecen a precio libre, y han de satisfacer los peajes por el uso de las redes (7). Las cantidades que resultan de la aplicación de estas cuotas son recaudadas por los distribuidores, que las transfieren a la CNE para que las abone a sus beneficiarios.

Las primas correspondientes al régimen especial se incluyen también dentro del coste de la generación. Es por ello que no se cobra ninguna cuota con ese destino y que, más adelante, se efectúa un descuento para deducir el importe que se ha contabilizado dos veces (8).

La cuantía que se agrega para abonar la compensación en concepto de CTCs está sujeta a un complejo procedimiento de liquidación. En realidad, las compañías titulares del derecho de cobro no tienen ninguna garantía de que vayan a percibir un importe similar

(7) Los productores también contribuyen al pago de los costes ocasionados por la moratoria nuclear, aunque sólo lo hacen por el valor de la energía que generan para los comercializadores y consumidores que se abastecen a precio libre.

(8) Con la compensación que perciben las empresas eléctricas que operan en los territorios insulares y extrapeninsulares ocurre algo similar (el importe que se consigna aquí no refleja más que los mayores costes en que incurrir estas compañías), pero como en este caso sí se cobra una «cuota con destino específico» la deducción practicada tiene el efecto de aminorar las cantidades asignadas a esas empresas en otras partidas de costes (generación, transporte, distribución y comercialización).



COLABORACIONES

al que se considera cuando se calcula la variación de la tarifa media, ya que la cantidad finalmente percibida se determina *por diferencias* (9). Ello significa que lo que cobran esas empresas es la diferencia entre el conjunto de ingresos obtenidos mediante las tarifas, y la cantidad que se destina a retribuir todos los demás costes que han de ser sufragados por los mismos. Así pues, cualquier disparidad entre los ingresos y costes que se pronosticaron al establecer las tarifas y los valores definitivos de los mismos se traslada sobre la anualidad que se distribuye en concepto de CTCs y, en consecuencia, aumenta o reduce la cantidad que queda pendiente de cobro para los siguientes ejercicios. No obstante, como veremos más adelante, el Real Decreto 1432/2002 ha introducido unos mecanismos de revisión para compensar los efectos de ciertas diferencias entre las previsiones utilizadas y los valores realmente observados, y ello debe aumentar la probabilidad de que el importe finalmente percibido coincida con el incorporado al cálculo de la tarifa media.

G) *Los desajustes entre ingresos y costes reconocidos procedentes de ejercicios anteriores a 2003.*

Hasta 2010, se incluirá aquí la anualidad que sea necesaria para garantizar la recuperación del *déficit tarifario* que se registró entre 2000 y 2002, y que ascendió a 1.522 millones de euros (10). Las cantidades que se ingresen por ese concepto se irán distribuyendo entre las empresas productoras que han contribuido a la finan-

(9) Nos referimos solamente a la parte de los CTCs que se destina a compensar la disminución de ingresos que puede provocar la creación del mercado de producción, pues el incentivo con el que se pretende fomentar el uso de carbón autóctono se abona mediante una prima por cada kWh generado con el mismo.

(10) Según establece la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre (BOE, 3 de octubre de 2003).

Empresa	Financiación			Reparto de la compensación
	2000	2001	2002 (p)	
Endesa, S.A. (*).....	53,65	46,18	44,52	43,22
Iberdrola, S.A.....	30,91	38,61	41,38	34,00
Unión Fenosa				
Generación, S.A. ....	9,18	11,07	10,56	11,70
Hidrocantábrico				
Generación, S.A. ....	4,06	2,69	1,70	4,28
Elcogás, S.A.....	2,21	1,46	0,78	2,21
Viesgo				
Generación, S.L.....			1,05	4,59
Total.....	100	100	100	100

(\*) Hasta 2001, incluye las instalaciones de Viesgo.  
Fuente: Unda (2002) y Real Decreto 1432/2002.

Año	Previsión	Precio real	Diferencia (a)
2000 (b) .....	2,825	3,402	20,4
2001 (b) .....	3,065	3,457	12,8
2002 .....	3,696	4,826	30,5

(\*) Precio medio horario final de los distribuidores, en céntimos de euro por kWh. (a): [(Precio real - Previsión)/Precio real]. (b): Los valores correspondientes a 2000 y 2001 no incluyen la garantía de potencia.  
Fuente: OMEL (varios años), CNSE (1999a) y CNE (2000 y 2001).

ciación de dicho déficit (las que cobran CTCs) mediante unos porcentajes establecidos por el Gobierno (Cuadro 1).

Debemos tener en cuenta que la principal causa del déficit tarifario fue el ascenso del precio de la electricidad negociada en el mercado, que superó con creces los niveles que se pronosticaron al establecer las tarifas (Cuadro 2). Como resultado, fue imposible pagar la cantidad inicialmente prevista en concepto de CTCs *por diferencias* y, además, no se obtuvieron suficientes ingresos para abonar todas las retribuciones reconocidas a las actividades desarrolladas por las empresas del sector. Para financiar el déficit se recurrió a las compañías productoras que estaban cobrando los CTCs *por diferencias*: se estableció que éstas debían contribuir a su cobertura mediante unos porcentajes que reflejasen la participación de cada una en el importe total que, por ese concepto, hubiesen percibi-



COLABORACIONES

do todas ellas hasta el año anterior (11). La contribución que hacía cada empresa a la financiación del déficit tarifario se sumaba al saldo pendiente de cobro que le correspondía, aunque ello no le garantizaba su recuperación, pues las cantidades totales asignadas en concepto de CTCs son valores máximos (12) y su percepción está limitada en el tiempo (hasta 2010). La finalidad de este procedimiento era «penalizar» a las compañías que colocasen su producción en el mercado a un precio medio más elevado (y que, por tanto, más contribuirían a la generación del déficit): si una empresa rebasaba el umbral de 3,6061 céntimos/KWh, por una parte, ampliaba sus ingresos porque lograba adelantar el cobro de la compensación pendiente pero, por otra, se producía un aumento del porcentaje que había de aportar a la cobertura del déficit, y ello aminoraba sus ingresos e incrementaba el saldo pendiente de cobro (13).



COLABORACIONES

(11) Es importante tener en cuenta que los ingresos que logran mediante ventas a precios superiores a 6 ptas/KWh (3,6061 céntimos de euro por kWh) se descuentan de los CTCs pendientes de cobro y aumentaban la cantidad ya recibida por este concepto. Por consiguiente, las empresas que venden a precios más elevados en un contexto en el que no existen suficientes ingresos para liquidar CTCs por diferencias son las que consiguen una mayor participación en el importe total recibido.

(12) El importe máximo de los CTCs a 31 de diciembre de 1997 asciende a 1.736.778 millones de pesetas. Excluyendo la cantidad destinada a incentivar el uso de carbón nacional, que se liquida mediante un procedimiento distinto, resulta un total de 1.441.502 millones de pesetas (el 83 por 100 del total), que es la cuantía a la que ascienden los llamados «CTCs tecnológicos», expresamente destinados a garantizar la recuperación de algunos de los costes en que incurrieron las empresas productoras mientras estuvo vigente el marco regulatorio anterior, y que ahora, en un entorno más competitivo, podrían no ser recuperados.

(13) No obstante, a la vista de los resultados, parece que dicho procedimiento no fue capaz de contener el aumento de los precios, que era la principal causa del *déficit tarifario* (en López Milla (2002 y 2003) se profundiza en el análisis de la compleja interacción entre los precios del mercado, el déficit tarifario y el cobro de los Costes de Transición a la Competencia).

H) *El importe que sea necesario para asegurar la recuperación de las cantidades derivadas de las revisiones de los costes de generación de los sistemas eléctricos extrapeninsulares.*

Dichas revisiones tienen su origen en los Reales Decretos por los que se aprobaron las tarifas eléctricas correspondientes a 2001 y 2002, en los que se establecía que las cantidades incluidas por ese concepto eran provisionales. A finales de 2002, el Real Decreto 1432/2002 dispuso que la diferencia entre tales cuantías y las resultantes de las revisiones se abonará mediante una partida que se agregará, hasta 2010, a los demás costes retribuidos a través de los ingresos proporcionados por las tarifas eléctricas. El importe de cada anualidad se obtendrá por medio del método lineal (14).

Entre las modificaciones que introdujo el gobierno a finales de 2002 en la metodología que se emplea para determinar la variación de las tarifas eléctricas, cabe resaltar la aprobación de una norma que limita su crecimiento anual: una vez incorporados todos los costes al cálculo de la variación de la tarifa eléctrica media o de referencia el aumento de la misma no podrá superar nunca el 1,4 por 100, incluso aunque la suma de todas las partidas que hemos relacionado anteriormente supusiese un incremento mayor (15).

(14) Además, se ha establecido que tanto las empresas que perciban estas anualidades, como las beneficiarias de los derechos de cobro derivados del reconocimiento del *déficit tarifario* generado en los ejercicios anteriores a 2003, podrán transmitir a terceros (mediante una operación de *titulización*) el derecho de recibir las cantidades que se abonen por esos dos conceptos. A principios de noviembre de 2003, éstas últimas ya habían seleccionado a BBVA, Caja Madrid, Merrill Lynch y SCH como cesionarias del derecho de cobro correspondiente al reconocimiento del *déficit tarifario*.

(15) Asimismo, se ha establecido que si el límite del 1,4 por 100 impide incorporar la anualidad necesaria



Otra de las principales novedades que incorpora el Real Decreto 1432/2002 es la aprobación de un procedimiento destinado a reconocer las diferencias entre algunas de las variables estimadas al calcular las variaciones de la tarifa eléctrica media y los valores reales de las mismas. Los desajustes entre ingresos y costes provocados por tales diferencias se incorporarán al cálculo de la variación de la tarifa eléctrica media durante los dos ejercicios posteriores a aquél en el que hayan surgido, siempre que ello no suponga un aumento adicional de la misma de más de un 0,60 por 100 (16) (por tanto, el crecimiento anual de la tarifa eléctrica media o de referencia podría llegar a superar el 2 por 100 a través de cambios normativos).

Los casos en los que se reconocerán las diferencias entre previsiones y valores reales son los siguientes:

- i) Cuando la demanda en consumidor final sea inferior o superior a la prevista en al menos un 1 por 100.
- ii) Cuando el tipo de interés utilizado en las previsiones sea superior o inferior en al menos 50 puntos básicos al que se haya registrado durante el ejercicio.
- iii) Cuando el sobrecoste de las primas abonadas al régimen especial resulte superior o inferior al previsto en al menos un 5 por 100.
- iv) Cuando el precio del gas resulte superior o inferior al previsto en al menos un 5 por 100.

para que el saldo no cobrado en concepto de CTCs, a 31 de diciembre de 2010, sea igual a cero (aplicando la hipótesis de recuperación lineal de todo el importe pendiente), el aumento de dicha tarifa media siempre se situará en el nivel máximo permitido (1,4 por 100). Con ello, se garantiza que la cantidad incorporada por ese concepto será, al menos, todo lo elevada que permita el establecimiento de dicho límite.

(16) Obsérvese que no se ha establecido ningún límite para el caso en el que la incorporación de las diferencias entre previsiones y valores reales reduzca el incremento de la tarifa media.

### 3. Conclusiones

Aunque la metodología que se emplea para determinar las variaciones anuales que deben experimentar las tarifas eléctricas es muy compleja, resulta necesario disponer de un marco normativo suficientemente preciso, que defina con exactitud todos los pasos del procedimiento. Cuanto más claro y transparente sea ese marco normativo, menor será la discrecionalidad de la que dispondrá la Administración, y menor será también la incertidumbre a la que estarán sujetos los agentes a los que afecta. Con ello, se favorecerán las inversiones y se reducirá el *riesgo regulatorio* que, como señalábamos al principio, suele constituir una *barrera a la entrada* porque desanima a las empresas que pudieran estar interesadas en rivalizar con las que ya están operando en el sector y, por tanto, limita la competencia.

Así pues, podemos afirmar que las modificaciones que se aprobaron a finales de 2002, y que se aplicaron por primera vez al establecer las tarifas correspondientes a 2003, se sitúan en el camino correcto, pues han servido para definir de un modo más preciso varios elementos del proceso y para introducir un mecanismo que permite tener en cuenta las diferencias entre las previsiones y los valores reales de algunas de las variables utilizadas aunque, al mismo tiempo, limita el impacto de esas diferencias sobre el crecimiento de la tarifa. Entre las novedades que ha introducido el Real Decreto 1432/2002 destaca la aprobación de un procedimiento que permitirá el cobro de las cantidades aportadas a la financiación del llamado *déficit tarifario*, que venía complicando las liquidaciones y estaba distorsionando el funcionamiento del mercado. No obstante, debemos poner de manifiesto que, a



COLABORACIONES

pesar de estos cambios, todavía existen algunas *zonas oscuras* en la metodología que conduce a la determinación de la tarifa eléctrica, de modo que cabe exigir una definición más precisa de algunos de sus elementos con el fin de lograr una mayor transparencia.

El hecho de que una buena parte del actual marco regulador haya sido el resultado de un acuerdo entre la Administración y las principales compañías que operan en el sector puede ser muy conveniente si se desea dotarlo de estabilidad y se quiere evitar que esté expuesto a frecuentes litigios. Sin embargo, cuando tales acuerdos no van acompañados por una exposición detallada de las razones que han llevado a adoptar cada medida, a establecer cada norma, se puede acabar sembrando la confusión entre los posibles competidores de las empresas que ya están presentes en los mercados. El procedimiento que se ha habilitado para permitir la recuperación del déficit tarifario constituye una buena muestra de ello: no basta con que el anterior Gobierno hubiera acordado con las empresas la forma de hacerlo, hace falta que, además, se precisen todos los aspectos del mismo (17). Y más aún cuando no parece que se haya dado a este problema una solución definitiva, pues no cabe descartar que aparezca de nuevo, e incluso que su origen se vuelva a encontrar en un aumento imprevisto del precio fijado en el mercado mayorista. Ello será posible mientras el grado de competencia existente en el mismo sea muy reducido, pues parece que es ésta, y no otra, la principal causa del déficit tarifario generado entre 2000 y 2003.

(17) La propia CNE ha afirmado que no puede analizar el sistema de cálculo que se ha utilizado para establecer los porcentajes de reparto de las cantidades destinadas a la compensación del déficit porque lo desconoce (CNE, 2003).

## Bibliografía

1. CNSE (1999a): *Informe sobre la propuesta de R.D. de tarifas para el 2000*. Ref.: I074/99. Madrid, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
2. CNSE (1999b): *Informe sobre la propuesta de Orden Ministerial por la que se establece la retribución de la actividad de distribución*. Madrid, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
3. CNE (2000): *Informe 16/2000 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2001*. Madrid, Comisión Nacional de la Energía.
4. CNE (2001): *Informe 14/2001 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2002*. Madrid, Comisión Nacional de la Energía.
5. CNE (2002): *Informe 18/2002 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2003*. Madrid, Comisión Nacional de la Energía.
6. CNE (2003): *Informe 8/2003 sobre la propuesta de OM por la que se desarrolla el RD 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulación 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*. Madrid, Comisión Nacional de la Energía.
7. LÓPEZ MILLA, J. (2002): «El problema del déficit tarifario en el sector eléctrico español», *Boletín Económico de ICE*, número 2744, páginas 9-17, Madrid.
8. LÓPEZ MILLA, J. (2003): «1998-2002: avances y obstáculos en la expansión de la competencia en el mercado eléctrico español», *Información Comercial Española. Revista de Economía*, número 808, julio, páginas 13-34, Madrid.
9. OMEL (varios años): *Evolución del mercado de producción de energía eléctrica*. Madrid, Compañía Operadora del Mercado Eléctrico.
10. UNDA, J. I. (2002): *El déficit tarifario*. Madrid, Comisión Nacional de la Energía.



COLABORACIONES