

Javier de Quinto Romero

*Facultad de Ciencias Económicas
Universidad San Pablo - CEU
Fundación de Estudios de Regulación*

Definición, método y procedimiento de cálculo de los CTCs eléctricos en España

SUMARIO: 1. COSTES VARADOS *vs* CTCs. 2. APROXIMACIÓN A LOS CTCs. 3. RECONOCIMIENTO DE CTCs EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL. 4. METODOLOGÍA. 5. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO DE LOS CTCs. 6. COMENTARIOS RELATIVOS AL CÁLCULO. 7. RECUPERACIÓN DE LOS CTCs EN EL PERÍODO TRANSITORIO SEGÚN LA LEY 54/1997 ORIGINAL. 8. TITULIZACIÓN DE LOS CTCs. ANEXO. HIPÓTESIS EMPLEADAS EN EL CÁLCULO DE CTCs. BIBLIOGRAFÍA.

1. COSTES VARADOS *VS* CTCs

Inversiones y/o costes varados son aquellos que un empresario no puede recuperar debido a una caída inesperada de la demanda, o a la aceleración del cambio tecnológico, o a cualquier otra causa. Cuando mayor sea el importe de las inversiones realizadas, cuanto menos amortizadas estén, y mayores los plazos de amortización, mayor será el riesgo de aparición de inversiones varadas en cualquier negocio. Esto está ocurriendo todos los días y en casi todos los sectores.

Vamos a llamar costes de transición a la competencia (CTCs) a aquellas inversiones varadas (y costes comprometidos relacionados con dichas inversiones) que la empresa no va a recuperar, pero que, por una serie de causas y circunstancias que vamos a detallar, la empresa no debiera asumir en solitario.

Los CTCs surgen en aquellos sectores sometidos a regulación económica, siempre que ocurra un cambio radical en dicha regulación, siempre que aparezcan nuevos agentes en competencia con las

empresas que previamente venían prestando el servicio, y siempre que el coste medio del servicio asignable a las nuevas unidades sea mayor que el coste medio de las unidades en funcionamiento, de forma que se produzcan realmente inversiones varadas.

Todo lo anterior es de aplicación al sector eléctrico español. Efectivamente, en los servicios públicos de redes (como obviamente es el sector eléctrico), el cambio regulatorio se está concretando desde sistemas basados en una detallada planificación, y en los que venía habiendo poco margen para la decisión empresarial, hacía mecanismos diversos de organización de la competencia.

Por otra parte, los CTCs deben ser, al menos parcialmente, compensados cuando éstos se proyectan sólo sobre unos grupos (de personas o de empresas privadas) determinados. Si el afectado (directa o indirectamente) es el Estado no cabe compensación por CTCs, ya que el Estado se estaría autocompensando por decisiones que él mismo tomó en el pasado.

Hay muchas variables que influyen en la cuantificación de los CTCs, tales como la capacidad ociosa en el momento del cambio regulatorio, el crecimiento de la demanda, la mayor o menor posibilidad de generar eficiencias por parte de las empresas y el nivel de competencia efectiva (si se transita hacia mecanismos de mercado).

Como decíamos, en el sector eléctrico español, sin duda se ha producido tal cambio regulatorio con la LSE 54/1997, de forma que en la generación eléctrica se pasa de un sistema altamente planificado, de explotación unificada, con una retribución basada en costes reconocidos, que aseguraba la recuperación de las instalaciones a lo largo de su vida útil, a otro sistema basado en una determinada forma de organizar un mercado *spot* horario donde no se reconoce nada.

Además, el coste marginal de desarrollo es, sin duda, inferior al coste medio de generación, es un sector con crecimientos de demanda moderados (en la tónica del crecimiento del PIB), con una capacidad ociosa importante, y con posibilidades claras de generar eficiencias.

2. APROXIMACIÓN A LOS CTCs

La existencia y la necesaria compensación de los CTCs, especialmente en el sector eléctrico, está amparada internacionalmente por diversos trabajos y normas.

Destacamos el trabajo de Joskow, Baumol y Khan para el Edison Electric Institute, el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, así como el Plan Federal de Reestructuración de la Industria Eléctrica de los EE.UU. de marzo de 1998 y diversas leyes y normas en diversos Estados de los EE.UU.

Efectivamente, los CTCs están contemplados en la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, que en su artículo 24 establece:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento, cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a las que se refiere el apartado 1...».

Destacamos, por tanto, que esta Directiva contempla la posibilidad de un «régimen transitorio» derivado de la existencia de «compromisos o garantías de funcionamiento».

Pero tenemos que señalar que habiendo algunas definiciones genéricas, no encontramos en la literatura precisión acerca de qué son y qué no son CTCs. Algunos de los problemas derivados de la indefinición señalada son:

a) ¿Cuáles son las inversiones incurridas de forma prudente o por mandato del regulador?

Esto es fuente de gran discusión, pero una vez definidas éstas, si fuera posible, ¿cómo las valoro?

b) ¿Cuáles son los costes comprometidos o pendientes de incurrir derivados de esas inversiones?

c) ¿Quién y cómo debe pagar todo esto?

d) ¿Durante cuánto tiempo?

En el caso de los CTCs del sector eléctrico español, y basados en las consideraciones anteriores, creemos que deben incluirse los siguientes conceptos:

- Inversiones realizadas en el pasado de forma prudente, y que habitualmente contaban con la aprobación del planificador (en el sector eléctrico español la parte no amortizada de las instalaciones de generación que no se recuperaría en el mercado *spot* o a plazo, o las centrales nucleares en moratoria).
- Compromisos contractuales habitualmente derivados de la existencia de dichas inversiones, que obviamente no pueden deshacerse (en el sector eléctrico español compromisos previos a la reforma de consumo de carbón nacional y de otro tipo de combustibles, los costes externalizados del desmantelamiento de las centrales nucleares).

- Cargas que pesan sobre los operadores establecidos consecuencia de la regulación anterior, o de nuevas obligaciones impuestas por el regulador para dar acceso a nuevos entrantes (en el sector eléctrico español los costes diferidos).

Esto se sustancia en la definición de CTCs de la Memoria Económica de la Ley (sobre la que profundizaremos más adelante) y sobre la que se ha construido un modelo de cálculo del importe máximo de los CTCs en el caso español.

3. RECONOCIMIENTO DE CTCs EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, ha definido ciertos procedimientos y plazos de adaptación desde un régimen regulado en la generación eléctrica a uno basado en mecanismos competitivos, durante un período transitorio de 10 años, entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007, aunque posteriormente los plazos de acceso al mercado se han visto acortados, mientras que los plazos de recuperación de CTCs se han visto alargados.

La DT 6ª de la LSE 54/1997 *«reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo»*.

En la Memoria Económica del Anteproyecto de Ley se dice textualmente que «se trata de permitir un proceso gradual de adaptación al nuevo modelo competitivo que garantice el equilibrio financiero de las compañías eléctricas, de protección temporal a los consumidores cualificados y a tarifas y a determinados sectores como el carbón, de trascendencia para la prestación del suministro primario al sector eléctrico».

Entre dichos procedimientos se reconoció la existencia de unos denominados Costes de Transición a la Competencia (CTCs), explicados en el capítulo 6 de la Memoria Económica del Anteproyecto de Ley 54/1997, que se cuantificaron en un importe máximo de 1.988.561 millones de pesetas, en valor actual neto al 31 de diciembre de 1997.

Estos CTCs vienen siendo percibidos por las empresas con derecho a ello (las titulares de instalaciones a las que les venía siendo de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre) a través de una denominada Retribución Fija de los costes de transición a la competencia durante el período transitorio, según la definición contenida en dicha Disposición Transitoria Sexta de la Ley.

Esta cantidad es definida inicialmente en la Ley como *valor máximo* y se recupera a través de un *mecanismo de diferencias* (recaudación total por tarifas y contratos y mercado menos costes necesarios para el suministro).

4. METODOLOGÍA

De la teoría extraemos que existen dos metodologías básicas para el cálculo de los CTCs: *up front* (cálculo inicial del valor de los activos ya existentes que no se recuperará en el nuevo sistema) y *on going* (periódicamente se revisa con datos reales del mercado el valor actual de los activos previamente existentes que no se recuperará en el nuevo sistema).

En principio, ambos métodos presentan ventajas e inconvenientes.

Como veremos, en España hemos optado por un método *up front*, aunque una vez definido el valor máximo a recuperar, no se aseguraba inicialmente dicha recuperación durante el período transitorio, y si el precio de mercado medio anual superase el *price cap* establecido, la cantidad máxima de CTCs definida en la Ley se vería reducida.

También caben correcciones *on going*, si el precio medio anual en el mercado superase el *price cap* de 6 ptas./kwh (se reduce el importe de los CTCs a recuperar por ese exceso multiplicado por la demanda en b.c.).

Dos métodos *up front*, alternativos para el cálculo de CTCs, podrían ser:

- a) Fijar o calcular el valor real de los activos de generación disponibles (y de los compromisos o costes a incurrir relacionados con esos activos) y restar el valor actual de los flujos futuros que previsiblemente obtendrán en el mercado y aplicar algún descuento o factor de eficiencia.
- b) Fijar o calcular un valor real de los activos de generación disponibles (y de los compromisos o costes a incurrir relacionados con esos activos) y restar el valor de mercado de dichos activos.

Todo ello es fuente de diversos problemas e interpretaciones. Vayamos por partes.

A. VALOR REAL DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN MÁS LOS COSTES COMPROMETIDOS A INCURRIR

¿Valor neto en libros o el valor del «compromiso regulatorio»? Si optamos por valor en libros tenemos como ventaja el rápido acceso a un valor auditado, pero como inconveniente que la política contable de cada compañía es discutible y, sin duda, no homogénea.

Si optamos por el valor del «compromiso regulatorio», habría que definirlo, aunque parece claro que en el caso español se trataría del valor de un flujo de ingresos menos costes de las centrales según la metodología del MLE.

B. VALOR DE MERCADO DE LOS ACTIVOS

Por otra parte, no es posible obtener una valoración de mercado salvo que la generación eléctrica haya sido exquisitamente segregada y exista cotización bursátil. O bien que se hayan producido compraventas de activos de generación recientemente.

En definitiva, existen algunas referencias teóricas relativas a la identificación de los CTCs, pocas relativas a la metodología y menos aún a la definición concreta y cálculo de los CTCs (aunque según se definan éstos, así será consecuentemente su cálculo), dada la novedad de estos procesos de la transición a la competencia.

En cualquier caso, y en el caso español, estimamos que existen básicamente dos alternativas para calcular el importe de dichos CTCs. De forma sintética identificamos:

a) Delimitación de unas inversiones (acometidas de forma prudente) y otro tipo de costes (derivados de estas inversiones o de requerimientos por parte del regulador) que las empresas generadoras que venían estando presentes en el sistema previsiblemente no recuperarán en un entorno competitivo.

b) Se defina cuál es la diferencia entre el «compromiso regulatorio» y, lo que en condiciones homogéneas de comparación, las empresas o las unidades de generación obtendrían en el mercado (que es la opción metodológica propuesta en la Memoria Económica del Anteproyecto de Ley).

Por otra parte, cabría deducir a una de estas alternativas:

c) Valor en el mercado de los activos (en el caso español al no haber compra-ventas de activos resulta difícil).

d) Valor neto del flujo de ingresos en el mercado de dichos activos.

Es habitual la aplicación de un factor de eficiencia, de forma que el consumidor pueda ir percibiendo desde el primer momento las ventajas de la liberalización.

También es habitual que los CTCs se recuperen a lo largo del período transitorio definido.

El reconocimiento y la percepción de CTCs no suele ser una medida aislada, sino que habitualmente va ligada a concesiones al consumidor por parte de la industria.

En España se ha optado por la alternativa b + d, lo cual es bastante novedoso respecto a lo ocurrido en las escasas experiencias internacionales.

Efectivamente, la Memoria Económica antes mencionada, en su página 134, define los CTCs como el valor actual neto de un flujo de ingresos no recuperable en condiciones de mercado, como consecuencia de inversiones realizadas en un marco regulatorio anterior.

También se dice en la Memoria Económica que el cálculo de los CTCs consiste en determinar unos costes estándares ajustados y des-

contados a 31.12.97 y en establecer la diferencia entre éstos con los ingresos procedentes del mercado a un precio sombra de 6 ptas./kwh.

5. DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO DE LOS CTCs

La definición del cálculo de la retribución por adaptación a la competencia según la Memoria Económica es:

«El cálculo de la retribución de adaptación a la competencia consiste en determinar unos costes estándares ajustados y descontados a 31.12.97 y en establecer la diferencia entre éstos con los ingresos procedentes del mercado a un precio sombra de 6 ptas./kWh».

La metodología para el cálculo de los CTCs está basada en calcular la diferencia entre el valor actual neto a 31.12.97 de los ingresos que corresponderían a los activos de generación durante su vida útil, en el marco retributivo previo, y el valor actual neto de los ingresos, que previsiblemente obtendrían esos mismos activos en el mercado con las mismas hipótesis de funcionamiento¹.

$$\text{CTCs} = \text{Margen en M.L.E} - \text{Margen en mercado}$$

$$\text{CTCs} = (I \text{ mle} - C \text{ mle}) - (I \text{ merc} - C \text{ merc})$$

El modelo está suponiendo que $C \text{ mle} = C \text{ merc}$

Luego,

$$\text{CTCs} = I \text{ mle} - I \text{ merc}$$

A continuación se han realizado algunos ajustes correspondientes a inversiones o aspectos no considerados en el cálculo anterior.

Por último, se ha minorado la cantidad resultante utilizando un factor de eficiencia y ajuste (32,5%).

La suma anterior, más el coste del *stock* de carbón, y la prima implícita al carbón nacional totalizan el complemento a percibir para el conjunto de las compañías eléctricas (1,989 billones de ptas de VAN a 31.12.97).

En el cuadro siguiente (tomado de la Memoria Económica) pueden verse los principales resultados intermedios derivados de la aplicación de la metodología comentada.

¹ En el Anexo a este documento se pueden examinar con detalle dichas hipótesis.

CONCEPTO	Miles de millones de ptas.
CTCs por tecnología	2.036
Ajustes correspondientes a inversiones u otros aspectos	473
CTCs bruto	2.509
Menos factor de eficiencia y ajuste (32,5%)	(815)
CTCs neto	1.694
Coste <i>stock</i> carbón y prima implícita al carbón nacional ²	295
Total CTCs	1.989

Y a continuación se desglosa (elaboración propia a partir de datos cedidos por UNESA) cómo se obtiene la cifra de CTCs por tecnología:

VAN de los ingresos que corresponderían a los activos de generación durante su vida útil según MLE	
- Amortización y retribución	4.059
- Coste fijo O+M	892
- Coste variable O+M	432
- Coste de estructura	253
- Coste de combustible	1.358
SUBTOTAL	6.994
VAN de los ingresos que obtendrían esos activos en el mercado con las mismas hipótesis de funcionamiento:	4.958
DIFERENCIA	2.036

Un desglose de los CTCs por tecnología (tomado de la Memoria Económica) se presenta a continuación.

	M. PTAS.
Hidráulica	90.853
Bombeo	293.731
Térmica clásica	642.507
Nuclear	1.004.606
TOTAL	2.035.697

² La cantidad mencionada de CTCs incluye una cantidad destinada a financiar una prima equivalente a 1 pta./kwh para las centrales que combustiónan carbón nacional con el fin de que se pueda llegar a los objetivos consumos de carbón nacional fijados por el MINER (D.T. 4^o).

El período de recuperación de los CTC, según lo que inicialmente disponía la Ley 54/1997, se extenderá como máximo hasta el año 2007, inclusive, y éstos serán decrecientes a lo largo de dicho período.

6. COMENTARIOS RELATIVOS AL CÁLCULO

Del análisis realizado en el *working paper* de la Fundación de Estudios de Regulación, titulado «Los costes de transición a la competencia. Sector eléctrico», nos parece relevante destacar, por discutible en el cálculo de CTCs, lo siguiente.

A) Los cálculos de los flujos de fondos (tanto el de M.L.E. como el de mercado) están limitados a 16 años, es decir, hasta el año 2013.

Los efectos más significativos de esta limitación en el horizonte temporal, respecto a la alternativa de haber ampliado el horizonte de los flujos, suponen que se deja sin remunerar según criterio M.L.E. más allá de dicha fecha, a una serie de centrales hidráulicas, pero que por otra parte obtendrían ingresos en el mercado.

En cambio, las centrales térmicas y nucleares ya estarían amortizadas en el 2013, excepto el segundo grupo térmico de Almería, tanto conforme al M.L.E. como contablemente.

B) Por otra parte, y por lo que se refiere al flujo de ingresos de mercado, tenemos que reseñar que en el modelo y en el cálculo se está implícitamente considerando un valor residual de las centrales igual a cero al final del 2013 o de la vida «útil según criterios M.L.E.» de la central.

C) No se han contemplado extensiones de vida útil en ninguna central.

De hacerse, el M.L.E. preveía unos ingresos adicionales por extensión de vida útil, y, en el mercado, dicha central seguirá obteniendo ingresos.

Asimismo, no vemos por qué se limita la vida útil de las centrales hidráulicas a 35 años (pág. 148 de ME), mientras que el M.L.E. reconoce una vida útil de 65 años para la obra civil, y 35 años para el equipo electromecánico en las centrales hidráulicas. Es decir, el modelo no considera la sustitución de los equipos electromecánicos en el año 36.

D) La inflación, o si se prefiere la actualización, durante el período temporal empleado en el cálculo de los flujos es siempre 0 (cuadro 6.3 de la ME).

En el caso de los costes de O+M no se aplica coherentemente la fórmula de actualización IPC-x del M.L.E. (IPC-2% para los costes de O + M fijos e IPC-3% para los variables), toda vez que éstos permanecen constantes a lo largo del período contemplado (1998- 2013). Tampoco se ha aplicado la fórmula IPC-2% que se venía aplicando con anterioridad en el M.L.E. para los costes de estructura. En todo

caso, la ME debiera haber explicitado que estos costes son constantes, y no lo hace.

E) La justificación del factor de eficiencia y ajuste se presenta de manera cualitativa, pero no se argumenta sobre la cuantía del 32,5% elegido, que resulta bastante alta.

Tal vez subyace aquí que, a la postre, constituye una decisión política definir una cifra «razonable» y justificada de CTCs (o si se prefiere, la distribución de estos costes entre los ciudadanos), de forma que no se perjudique al consumidor y no se pague a las compañías lo que podría ser considerado un «lucro cesante».

F) Respecto a las cifras relativas al coste del *stock* del carbón, y a la prima implícita al carbón nacional, se debe señalar que se trata de un incentivo adicional al precio reconocido en el marco regulatorio anterior. Hay una clara incoherencia entre la hipótesis de funcionamiento de las centrales de carbón nacional en el modelo de cálculo de los CTCs (para las centrales de carbón nacional al final de su vida útil) y lo que implícitamente supone el vigente Plan de Minería (extiende su vida útil).

G) Cuando se establecen las hipótesis del modelo estamos en el año 1996. Desde esa perspectiva, las hipótesis empleadas parecen también bastante razonables. Las principales desviaciones detectadas a lo largo de 1998, que son las relativas a la evolución de la tasa monetaria y al precio de mercado, en todo caso son de signo distinto y pudieran compensarse entre sí.

Pudiera ser debatible el hecho de que se han aplicado horas de funcionamiento de las centrales prefijadas y fijas durante todo el período del cálculo.

En resumen, no hemos procedido a la cuantificación de las observaciones enunciadas, porque hacerlo presenta dificultades objetivas. Por tanto, no expresamos conclusión alguna acerca de la razonabilidad de la cifra de 1,99 billones de ptas. de CTCs, tema sobre el que no nos corresponde pronunciarnos.

7. RECUPERACIÓN DE LOS CTCs EN EL PERÍODO TRANSITORIO SEGÚN LA LEY 54/1997 ORIGINAL

Los CTCs deben cumplir una serie de requisitos que pasamos a enumerar.

a) Tienen por objeto otorgar una retribución adicional al precio de mercado a los generadores acogidos al Real Decreto 1538/1987.

b) Deben ser satisfechos por todos los consumidores finales de electricidad.

c) El período máximo de recuperación de los CTCs es de 10 años. Si las condiciones del mercado lo hacen aconsejable, y una vez cum-

plidos los compromisos y condiciones de la D.T 6ª, el Gobierno podrá reducir el plazo de 10 años.

d) La aplicación anual se producirá como diferencia entre los ingresos del mercado final que se deriven de aplicar el perfil de evolución de la tarifa definido hasta el 2001 y que establecerá el Gobierno hasta el 2007, descontados los ingresos de generación al precio del mercado mayorista y los otros costes necesarios para el suministro eléctrico expresados en pts/kWh.

e) El perfil de tarifas inicialmente establecido hasta el año 2002 consistía en una reducción nominal del 2 % en 1998 (3,63% realmente en 1998) y del 1 % en los ejercicios siguientes hasta el año 2001 inclusive (la reducción tarifaria para 1999 ha sido del 4,9% incluyendo tarifas al consumo y tarifas de acceso).

La reducción tarifaria podría ser superior bajo los supuestos siguientes:

Si el crecimiento de la demanda fuera superior al 3,5%.

Si la media del Mibor anual a 3 meses se sitúa por debajo del 6,5%.

Si la retribución fija expresada en ptas./kWh resultase en un año superior a la del precedente.

Si se producen reducciones en externalidades (ayudas al carbón, moratoria nuclear y primera y segunda parte del ciclo del combustible nuclear).

f) En el año 2002 está prevista una revisión global del funcionamiento del modelo de competencia. Esta revisión tiene por objeto la evaluación del importe global recuperado por parte de las compañías eléctricas en concepto de CTC, junto con la evolución del precio de mercado, la evolución del equilibrio económico-financiero de las compañías, los beneficios de los consumidores y la evolución conjunta de las variables macroeconómicas antes citadas. Como resultado de esta revisión se determinará el perfil correspondiente de tarifas hasta el año 2007.

g) El valor pendiente de recuperación cada año se actualizará según un tipo de interés de mercado.

La cuestión clave es, por tanto, llegar a intuir qué cantidad de CTCs (en un marco de hipótesis razonables) llegarían las compañías a recuperar durante el período transitorio, conforme al mecanismo definido en la Ley 54/1997 y que acabamos de sintetizar.

No hemos realizado tal ejercicio, entre otras cuestiones, porque pensamos que las hipótesis de entorno a definir y sobre las que realizar tal ejercicio debieran panelizarse.

Y, entre otras cuestiones, resultan críticas en tales ejercicios:

Definir una senda de evolución de las tarifas.

Despejar la incógnita sobre el tratamiento futuro de la garantía de potencia.

- Definir un precio final de mercado para cada año.
- Definir una senda de producción para energías de régimen especial.
- Definir el crecimiento anual de la demanda.
- Hacer algún tipo de asunción sobre la evolución retributiva del transporte, la distribución, y de las diversas externalidades.

No obstante, debemos señalar que conocemos varios ejercicios al respecto, entre los que destacamos el realizado por la CNSE (1998, documento 2, página 16) donde se apunta que apenas se recaudan 500 mil millones de CTCs (VAN 31.12.97) de los que 227 mil millones corresponden al ejercicio 1998; y el ejercicio del analista financiero en el que se dice que apenas se recaudarían 1,4 billones (VAN 31.12.97), de los que se entiende que 0,23 ya están recaudados en 1998.

8. TITULIZACIÓN DE LOS CTCs

La «titulización» de una parte de los CTCs implica una modificación en el mecanismo de recuperación planteado en la Ley 54/1997, aunque permanecen más de 0,3 billones de ptas. de CTCs a recuperar por el mecanismo de diferencias.

En resumen, para asegurar la percepción de más de un billón de ptas., se afecta la facturación de energía eléctrica con un 4,5% a partir de 1999³.

Como ya hemos visto, la Ley 54/1997 dispone un mecanismo de pago por diferencias durante un período de 10 años, en el cual no hay garantía sobre la recuperación de una cantidad cierta (sólo se sabe que no se superará una cantidad máxima).

Esta «titulización» se acompaña de una serie de medidas que han de ser valoradas⁴, además de una quita de importancia.

Es una cuestión importante saber si la cantidad que se asegura a las compañías es mayor o menor (y en qué medida) a la que hubie-

³ Conviene aclarar que el punto 5 de la DT 6ª modificada establece una cláusula de salvaguardia por la que las empresas eléctricas podrían llegar a devolver parte de los CTCs bajo determinadas circunstancias.

⁴ Estas medidas son:

A – Reducción de las tarifas de acceso en un 25% sobre el nivel actual y creación de una tarifa de acceso reducida para las exportaciones

B – Reducción del pago por garantía de potencia a los consumidores cualificados de 1,3 a 0,3 ptas./kwh en promedio y definición previa de horas e importes a pagar

C – Nuevo calendario de consumos cualificados: a lo largo de 1999 van accediendo nuevos consumidores, de forma que el 1.10.99 son cualificados aquellos de 1 Gwh/año (el 42% del mercado)

D – Compromiso de rebajas tarifarias -2,5% en 1999, -1% en el 2000 y 2001, y «para ejercicios posteriores es previsible reducciones adicionales».

ran recuperado en condiciones normales conforme a lo previsto en la Ley 54/1997. El hecho de que el artículo 107 de la Ley de Acompañamiento de los P.G.E para 1999 amplíe el plazo temporal en el que se pueden recuperar los CTCs, hace sospechar que, para sendas tarifarias homogéneas y comparables e iguales calendarios de apertura del consumo al mercado, se hubiesen recuperado menos CTCs con el sistema de la Ley 54/1997 que titulizando una parte de éstos. No obstante la cláusula de salvaguarda incorporada en la nueva DT 6ª podría compensar dicho efecto hasta el año 2007.

Otra cuestión clave es averiguar si la titulización va a limitar una posible reducción tarifaria a partir del 2001.

Sin duda, puede haber un conflicto entre dos compromisos: garantizar 1 billón de CTCs y mantener o bajar la tarifa a partir del 2001; pero téngase en cuenta que la quita y la posible extensión del plazo para recuperar los CTCs titulizados alivia las tarifas futuras.

Además, conviene señalar que el poder de tarificación que ostenta el Estado sigue intacto, por lo que garantizará que se recaude lo suficiente para atender los derechos titulizados, pero podría marcar sendas tarifarias muy bajas a costa de las empresas, bajo determinadas circunstancias.

ANEXO

HIPÓTESIS EMPLEADAS EN EL CÁLCULO DE CTCs

- a) El cálculo limita los flujos de fondos al período 1998-2013.
- b) El cálculo se realiza instalación por instalación, resultando centrales con CTC positivo, y otras con CTC negativo. Los cálculos han establecido el resultado neto de estos efectos por tecnologías y empresas.
- c) Tasa de inflación: 0 %
- d) Tasa monetaria = tasa de retribución: 5 %.
- e) Tasa de descuento: 5%.
- f) Crecimiento anual de la demanda: 3,4 % para todo el período.
- g) La vida útil por tecnologías se establece como sigue:
 - Térmicas 25 años
 - Equipo electromecánico hidráulicas 35 años
 - Obra civil hidráulicas 65 años
- h) A efectos del cálculo se han considerado sólo las instalaciones en vida útil, sin contemplarse ninguna ampliación de la misma en ningún caso.
 - i) Se ha incluido el incremento de coste reconocido a la participación de centrales adquiridas en el Intercambio de Activos de 1985, así como su complemento de coste. Este complemento se ha minorado en 30.000 M. ptas. respecto al valor correspondiente a 1997, extendiéndose el descuento a todos los años.

j) No se han tenido en cuenta las inversiones adicionales estándar correspondientes a las centrales a partir de 1998.

k) Se ha considerado que las horas de funcionamiento de las centrales a plena potencia por tipo de combustible.

Nucleares	7.600 h
Hulla-Antracita	5.300 h
Lignito Negro	6.000 h
Lignito Pardo	6.500 h
Carbón Importado	6.500 h
Fuel-Gas	4.000 h

Para las centrales hidráulicas y de bombeo se han considerado las horas de funcionamiento por empresas durante los últimos 10 años:

Hidráulicas: la media del Sistema ha sido de 1.853 horas, desglosado por subsistema.

Bombeo puro: se ha aplicado el mismo método resultando 355 horas para el conjunto del Sistema, desglosado por subsistema.

l) Se han considerado los siguientes costes de combustible:

Bombeo (precio final compras para bombeo): 3 ptas./kWh.

Fuel-Gas : 4,25 ptas./kWh.

Centrales de carbón y nucleares se han aplicado los costes correspondientes a 1996. El carbón nacional garantizado un componente de prima del 10 % frente al 14% en dicho año.

m) Costes de operación y mantenimiento: se han calculado con base en la metodología de cálculo en vigor durante el M.L.E.

n) Las energías vendidas en el mercado, sea cual sea la tecnología, se valora a 6 ptas./kWh.

BIBLIOGRAFÍA

Documentos básicos:

– «Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional». MINER-Empresas eléctricas. Diciembre 1996.

– Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *BOE* 28.11.97.

– R.D. 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998. *BOE* 27.12.97.

– R.D. 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción eléctrica». *BOE* 27.12.97.

- O.M. de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del RD anterior. *BOE* 31.12.97.
- Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del sistema eléctrico nacional. *BOE* 31.12.94.
- «Plan 1998-2005 de la minería del carbón y desarrollo alternativo de las comarcas mineras». MINER-CC.OO.-UGT. Marzo 1997.
- Directiva 96/92/CE del Parlamento y del Consejo de 19 de diciembre de 1996. *DOCE* 30.1.97.
- C.S.E.N. «Documento nº3 sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico: La transición a la competencia y las empresas eléctricas». 8 julio 1997.
- C.N.S.E. «Informe precipitado sobre la enmienda relativa a la disposición adicional a incluir en el Proyecto de Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social para 1999». Noviembre 1998.
- R.E.E. «Procedimientos para la operación del sistema». Abril 1998.

OTRA BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA:

- Eloy ÁLVAREZ PELEGRY. *Economía industrial del sector eléctrico: estructura y regulación*. Civitas. 1997.
- Gaspar ARIÑO ORTIZ. «El mercado eléctrico y los CTCs». *Economía Industrial* nº 316. 1997.
- Gaspar ARIÑO, Javier DE QUINTO y LUCÍA LÓPEZ DE CASTRO. «Los Costes de Transición a la competencia. Sector Eléctrico». *Working paper*. Fundación de Estudios de Regulación. Enero 1999.
- Nemesio FERNÁNDEZ CUESTA. «La liberalización del sistema eléctrico, por qué, cómo, para qué». *Economía Industrial* nº 316. 1997.
- Richard J. GILBERT & Edward P. KHAN. *International comparisons of electricity regulation*. Cambridge University Press. 1996.
- Sally HUNT & Graham SHUTTLEWORTH. *Competition and choice in electricity*. Willey. 1996.
- Alfred E. KHAN. *The economics of regulation. Principles and institutions*. The MIT Press. 1995.
- W. Kip VISCUSI, John M. VERNON & Joseph E. HARRINGTON. *Economics of regulation and antitrust*. The MIT Press. 1995.
- Kenneth E. TRAIN. *Optimal regulation. The economic theory of natural monopoly*. The MIT Press. 1995.

