

LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL ⁽¹⁾

Julián López Milla
Universidad de Alicante

En este trabajo se analizan los procedimientos que se han empleado para determinar el importe de la compensación que van a recibir las compañías españolas productoras de electricidad en concepto de Costes de Transición a la Competencia. Tras una breve introducción, en la que se revisan los principales cambios que ha originado la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, se plantea el problema desde un punto de vista teórico y, a continuación, se describen los procedimientos de cálculo que se han utilizado y se explica cómo afecta el sistema de cobro al importe total de la compensación que van a ingresar las empresas beneficiarias. Finalmente, se examinan los dos métodos para contrastar la validez de los supuestos empleados en cada uno de ellos y poner de manifiesto la variabilidad de los resultados ante cambios en los mismos.

Palabras clave: liberalización, reforma reguladora, sector eléctrico, costes varados

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, se ha ido ampliando la lista de los gobiernos que están promoviendo una profunda transformación del sector eléctrico. La finalidad de estos cambios es la de impulsar la liberalización del sector y, para ello, tratan de introducir mecanismos de mercado en la determinación de los precios e intentan fomentar la competencia en aquellos ámbitos en los que es posible.

También el sector eléctrico español está experimentando importantes cambios, que se iniciaron con la aprobación de la Ley del

(1) El autor desea agradecer las sugerencias y los comentarios de un evaluador anónimo, que han contribuido a mejorar una versión inicial de este trabajo. No obstante, el autor es el único responsable de cualquier error u omisión.

Sector Eléctrico de 1997 (LSE) y la entrada en vigor de la normativa que ha desarrollado los preceptos contenidos en dicha Ley. El nuevo marco regulador pretende acabar, al menos parcialmente, con la integración vertical que existió durante el período previo, en el que el sector eléctrico español se organizaba en torno a un conjunto de compañías que se denominaban *subsistemas*. Estas empresas generaban electricidad en sus propias centrales y se encargaban también de la distribución y del suministro a los consumidores finales². Para transportar la energía desde las unidades de producción hasta sus redes de media y baja tensión utilizaban los servicios de Red Eléctrica de España (REE), una compañía controlada por el Estado que se encargaba del transporte a alta tensión y de coordinar la explotación del conjunto del sistema eléctrico³. Además, existía una empresa que tenía la categoría de "productor no incluido en ningún subsistema": se trataba de ENDESA, que se dedicaba únicamente a la generación y no vendía su electricidad a los consumidores finales, sino a los subsistemas (aunque, al mismo tiempo, ENDESA era accionista mayoritario de algunos de ellos)⁴.

La regulación que establecía la retribución que percibían todas estas compañías constituía lo que se conoce como *Marco Legal Estable* (MLE)⁵: un sistema de cálculo de los ingresos que debían percibir las empresas del sector eléctrico para compensarlas por los costes en que incurrían como consecuencia de su participación en el proceso que permitía abas-

-
- (2) Normalmente, las actividades que realizan las compañías eléctricas se clasifican del siguiente modo:
- *Producción*: consiste en la utilización de los recursos energéticos naturales o alguna transformación de los mismos para la generación de electricidad.
 - *Transporte*: se basa en trasladar la electricidad desde la planta generadora hasta las redes locales a través de unos cables que permiten la circulación a alta tensión.
 - *Distribución*: consiste en trasladar la electricidad desde la red de alta tensión hasta el consumidor final. Esta operación requiere la utilización de transformadores que reduzcan el voltaje, colocándolo a los niveles requeridos por el usuario.
 - *Suministro*: esta actividad engloba todas las operaciones relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales (adquisición al por mayor, contratación, asesoramiento al cliente, facturación y cobro).
- (3) Las redes de alta tensión de REE son fundamentales para el transporte de electricidad, pero las compañías de distribución también emplean líneas propias.
- (4) Asimismo, cabe añadir que junto a estas empresas existían varios cientos de pequeñas compañías que se dedicaban a la producción y/o a la distribución.
- (5) Véase el Real Decreto 1538/87 de 11 de diciembre de 1987 (BOE, 16 de diciembre de 1987). Véanse también la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987 (BOE, 30 de diciembre), la Orden Ministerial de 30 de diciembre de 1987 (BOE, 31 de diciembre), la Orden Ministerial de 19 de febrero de 1988 (BOE, 26 de febrero de 1988), la Orden Ministerial de 9 de mayo de 1988 (BOE, 16 de mayo de 1988), la Orden Ministerial de 19 de diciembre de 1988 (BOE, 27 de diciembre de 1988), la Orden Ministerial de 3 de diciembre de 1993 (BOE, 15 de diciembre de 1993), y la Orden Ministerial de 15 de diciembre de 1995 (BOE, 16 de diciembre de 1995). Además, se puede consultar Landa (1993) o Rodríguez y Castro (1994) para encontrar un análisis comentado sobre el funcionamiento del Marco Legal Estable.

tecer de electricidad a los consumidores. Salvo en el caso de REE, que recibía un porcentaje de los ingresos totales proporcionados por la tarifa eléctrica, esa retribución se basaba en unos valores estándares que fijó el gobierno cuando el sistema se aplicó por primera vez (en 1988). Estos importes iniciales se actualizaban cada año y, a continuación, se agregaban para calcular la cuantía que se debía recaudar a través de las tarifas que pagaban los consumidores. Al aplicar estas tarifas a sus clientes, cada subsistema obtenía una parte de los ingresos totales que, normalmente, no coincidía con el valor estándar de los costes reconocidos por la regulación, pues la tarifa era única a nivel nacional y, al mismo tiempo, los diversos subsistemas tenían parques de generación muy diferentes, abastecían a mercados muy distintos, y la composición de sus carteras de clientes también era muy dispar. Para igualar la retribución final que percibía cada empresa a los costes que le reconocía el MLE se ponía en marcha un sistema de compensaciones que daba lugar a una serie de cobros y pagos entre subsistemas⁶, aunque estos cobros y pagos permitían pequeñas diferencias entre los ingresos recaudados por medio de la tarifa y los importes reconocidos por la regulación.

Para romper la integración vertical que existió durante la vigencia del MLE, la nueva regulación establece algunas reglas que tratan de garantizar la separación jurídica y/o contable de las actividades desarrolladas por las compañías eléctricas. Con este fin, define cada una de esas actividades y las clasifica en dos grupos:

– *Actividades no reguladas*: la producción y la comercialización (suministro a usuarios cuyo nivel de consumo se sitúa por encima de los umbrales que permiten elegir proveedor⁷).

– *Actividades reguladas*: la operación del mercado, la gestión técnica del sistema, el transporte a alta tensión, la distribución y el suministro a clientes que no alcanzan el umbral que permite elegir proveedor y han de seguir comprando a tarifa (esta última actividad deben realizarla las mismas compañías que se encargan de la distribución).

Las sociedades mercantiles que llevan a cabo actividades reguladas deben tener éstas como objeto social exclusivo. Por tanto, no pueden dedicarse ni a la producción ni a la comercialización, aunque a un grupo empresarial sí le está permitido realizar actividades declaradas incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes. Cuando la LSE entró en vigor, los subsistemas operaban tanto en el ámbito de la distribución como en el de la generación, así que se ha establecido un plazo⁸,

(6) ENDESA no participaba en las compensaciones porque sólo vendía electricidad a los subsistemas. El coste de la energía que les suministraba, determinado a partir de los correspondientes valores estándares, se agregaba a los demás costes reconocidos por la regulación. Así pues, el importe que recaudaban los subsistemas también incluía la participación de esta empresa en los ingresos proporcionados por la tarifa. ENDESA recibía esta cantidad a través de unos pagos periódicos realizados por los subsistemas.

(7) Estos umbrales se van rebajando con el paso del tiempo para que se incremente el número de consumidores que pueden elegir suministrador.

(8) Véase el Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero de 2000 (BOE, 16 de marzo de 2000).

que acaba el 31 de diciembre del año 2000, para que lleven a cabo la separación jurídica de ambas actividades. Hasta ese momento, las compañías afectadas deben llevar contabilidades distintas para las dos actividades. Esta obligación se extiende a las empresas que sólo realizan actividades reguladas (que tienen que separar los ingresos y costes imputables a sus operaciones de transporte, distribución y venta a tarifa) y a las que únicamente desarrollan actividades no reguladas (que deben separar los ingresos y costes ocasionados por sus operaciones como productores y comercializadores, así como los derivados de cualquier otra actividad que lleven a cabo dentro o fuera de España).

Los ingresos de las empresas que realizan actividades reguladas son establecidos cada año por el gobierno. El procedimiento que emplea para determinar la cantidad que le corresponde a cada una de ellas se conoce de antemano porque está recogido en la normativa que establece la regulación del sector: en el caso de las compañías que se encargan de la actividad de transporte, la retribución se calcula de modo que las empresas obtengan bastantes ingresos para cubrir todos los costes reconocidos por la Administración; cuando se trata de compañías de distribución y suministro a tarifa, la retribución de cada una se determina repartiendo una suma que se calcula de forma que los ingresos del conjunto de las empresas que realizan estas actividades se equiparen al total de los costes en que incurrir⁹. Como los precios que cobran las compañías que llevan a cabo actividades reguladas no responden al nivel de ingresos que ha de percibir cada una, sino que son los mismos en todo el territorio nacional (las tarifas las fija el gobierno), estas empresas no se apropian de las cantidades que recaudan, sino que dichas cantidades quedan sometidas a un *procedimiento de liquidaciones* que permite distribuir el importe total ingresado para que cada compañía obtenga la retribución que le garantiza la regulación.

La retribución que perciben las empresas que realizan actividades no reguladas se determina a través de mecanismos de mercado: los ingresos que obtienen los comercializadores son los que figuran en los contratos que pactan con sus clientes, mientras que los ingresos de los productores provienen de las operaciones que llevan a cabo en un mercado de nueva creación (comenzó a funcionar el 1 de enero de 1998). Las compañías que generan electricidad la venden en este mercado, en el que presentan cada día sus ofertas para atender la demanda del día siguiente. La empresa que se encarga de gestionar dicho mercado casa estas ofertas con las que recibe de los agentes autorizados para acudir a comprar electricidad (básicamente, los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados) y, como resultado de la casación, todos los productores reciben el precio marginal (el que solicita aquél que consigue vender la energía a un precio más alto) más un pago por garantía de potencia que depende de la disponibilidad de sus instalaciones. Además, las compañías que poseen

(9) El gobierno también determina los ingresos del operador del mercado y del operador del sistema, aunque todavía no ha aprobado un régimen de reconocimiento de costes similar al que se emplea para determinar las cantidades que perciben los transportistas y los distribuidores.

instalaciones de generación que estuvieron sujetas al MLE tienen derecho a recibir un pago adicional en concepto de *Costes de Transición a la Competencia* (CTCs)¹⁰. La finalidad de esta retribución es compensar la disminución de ingresos que pueden verse obligadas a afrontar como consecuencia de la creación del mercado mayorista, en el que la presión de la competencia debería conducir a unos precios que les proporcionasen unos ingresos más bajos que los que obtenían con el anterior régimen retributivo. El objetivo de este trabajo es analizar el procedimiento que se ha empleado para determinar el importe de esa compensación, con el fin de encontrar criterios que permitan valorar el método utilizado y juzgar si la cantidad reconocida puede estar justificada. Después de esta introducción, se presenta un epígrafe en el que se efectúa una revisión de los principales argumentos aportados por quienes han defendido o criticado la conveniencia de abonar una compensación de este tipo. A continuación, se examinan los cálculos que han conducido a la determinación del importe de los CTCs y, finalmente, se presentan las conclusiones.

2. LOS COSTES VARADOS COMO JUSTIFICACIÓN DEL PAGO DE COMPENSACIONES POR TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA

La existencia de un sistema de compensaciones que proporcione una corriente de ingresos a las compañías que generan electricidad se justifica por la aparición de "costes varados" (*stranded costs*). Estos costes surgen cuando, como consecuencia de la alteración del marco regulador y el paso a un régimen competitivo, las empresas se encuentran con dificultades para recuperar los gastos ocasionados por algunas de las inversiones realizadas en el pasado, pues la entrada de nuevos productores que podrán emplear tecnologías más eficientes y no tendrán que recuperar estos costes puede dar lugar a unos precios más bajos que los garantizados por la anterior regulación (Lasheras, 1996).

Entre los costes varados se incluyen los ocasionados por la construcción de equipos no amortizados que no pueden producir electricidad a un precio inferior al que determina el mercado, pero también se suelen agregar los originados por el mantenimiento de ciertas obligaciones impuestas por la Administración, como la utilización de energías renovables, la adquisición de combustible a través de contratos a largo plazo que garantizan un precio superior al del mercado, o el diferimiento de costes que se trasladan al futuro con el fin de evitar un incremento brusco en las tarifas (Baumol, Joskow y Kahn, 1994). En general, se trata de costes que se habrían recuperado a través de los mecanismos previstos por el anterior marco regulador, pero sobre los que no existe ninguna garantía de recuperación en un entorno competitivo, ya que el precio de mercado puede no proporcionar suficientes ingresos.

(10) Vale la pena hacer hincapié en que sólo estos productores van a recibir los CTCs. Los que no estuvieron sujetos al MLE no van a recibir ningún pago por este concepto. No obstante, el resto de pequeños generadores existentes al aprobarse la LSE pudieron mantener el régimen retributivo anterior, mediante un mecanismo de primas aprobadas por el gobierno.

Por tanto, la aparición de costes varados es la razón de que se pague una compensación a las empresas eléctricas que venían operando bajo el anterior marco regulador, pues, si no se les abonase, la transición hacia un régimen competitivo podría ocasionarles un perjuicio económico. Cuando la liberalización se inicia en un contexto en el que todas las compañías son públicas, lo normal es que no sea necesario establecer un sistema de compensaciones, ya que es el propio Estado el que asume los costes de la alteración del marco regulador. Además, si la liberalización lleva aparejada la venta de las empresas públicas, los compradores privados no incluirán dentro del precio de los activos los importes que no se van a recuperar, y la cantidad que paguen sólo reflejará el flujo de ingresos que esperan conseguir bajo el nuevo régimen competitivo, así que no hará falta abonarles ningún tipo de compensación.

Cuando existen empresas privadas, la alteración del marco regulador puede provocar una ruptura del "contrato regulatorio implícito" que ordena la relación entre las compañías y la Administración (Brennan y Boyd, 1997): bajo la anterior regulación, las empresas no podían conseguir las máximas ganancias (las propias de una situación de oligopolio o monopolio), pero, a cambio, la Administración les aseguraba la recuperación de los costes en que incurriesen y les garantizaba que su nivel de beneficios no se vería afectado por ciertas situaciones de riesgo o incertidumbre. Si la modificación del marco regulador conduce a un régimen competitivo, en el que no se asegura la recuperación de los costes, será necesario arbitrar algún mecanismo para que las empresas ingresen las cantidades que van a dejar de percibir, ya que, en caso contrario, se estará rompiendo el contrato implícito que regulaba las relaciones entre las compañías y la Administración.

Baumol y Sidak (1995) han hecho hincapié en las consecuencias que puede tener la falta de un sistema que garantice unas compensaciones adecuadas. Estos autores consideran que, si la Administración no respeta sus compromisos, las empresas no volverán a confiar en que se cumplan, y se mostrarán más cautas a la hora de acometer nuevas inversiones, lo que provocará una disminución de la calidad del servicio que reciben los consumidores. Este temor se extenderá por los mercados de capitales, que considerarán que el equilibrio económico-financiero del sector eléctrico puede estar condicionado por los cambios que impone la Administración, así que reducirán la financiación que le proporcionan y exigirán una mayor prima de riesgo, lo que agravaría aún más las dificultades que deben afrontar las compañías que no pueden recuperar sus costes varados. Además, si estas empresas no reciben una compensación apropiada, se puede aminorar la eficiencia productiva del conjunto del sector, porque aunque dispongan de instalaciones que sean capaces de generar una electricidad más barata que la ofrecida por los nuevos productores, pueden verse desplazadas por éstos, que estarán libres de costes varados y disfrutarán de una situación financiera más saneada. Así pues, cabe la posibilidad de que, a largo plazo, los consumidores sean abastecidos por una combinación de instalaciones que no coincida con la que les habría permitido conseguir un suministro más barato.

A pesar de los anteriores argumentos, el pago de compensaciones a las empresas afectadas por una alteración del marco regulador se ha

revelado como una cuestión controvertida y ha suscitado un gran debate allí donde se ha planteado (Brennan y Boyd, 1997). Generalmente, el importe de los costes varados es muy elevado, y la discusión sobre los mecanismos que pueden facilitar su recuperación se suele plantear como un "juego de suma cero", en el que las cantidades que perciben las compañías acaban saliendo del bolsillo de los consumidores. Además, algunos autores han cuestionado la necesidad de establecer tales mecanismos.

Por ejemplo, Stelzer (1994) ha señalado que ninguna norma es eterna. Por tanto, las empresas siempre deben tener en cuenta la posibilidad de que se produzcan cambios en la regulación, y más aún cuando se está desarrollando un amplio proceso de liberalización a nivel mundial. A su juicio, una compañía eficiente que sepa aprovechar las oportunidades que ofrece este proceso de liberalización económica no sólo será capaz de mantener sus posiciones en el sector en que haya operado tradicionalmente, sino que también podrá penetrar en nuevos mercados y diversificar sus actividades para introducirse en otros sectores.

Studness (1995) ha hecho hincapié en la necesidad de examinar las inversiones que dan lugar a los costes varados, para determinar si obedecieron a unas necesidades reales. Este autor ha puesto de manifiesto que ya había un importante exceso de capacidad cuando se construyeron algunas de las centrales nucleares que existen actualmente en los Estados Unidos, y ha señalado que los costes ocasionados por la construcción de tales instalaciones no se deberían considerar a la hora de calcular las compensaciones a las que puedan tener derecho las empresas productoras.

Por su parte, Navarro (1996) ha subrayado que el pago de compensaciones pone en manos de las compañías receptoras unos ingresos que pueden ser utilizados para establecer barreras que obstaculicen la entrada de nuevos productores, o para competir en el mercado por medio de plantas obsoletas que habrían sido inmediatamente amortizadas si no se hubiera establecido ese sistema de compensaciones. Sin embargo, Joskow (1996) ha rechazado estos argumentos. Este autor considera que, cuando el importe de los pagos se calcula por medio de un procedimiento apropiado, ninguna de las empresas que los reciben se encuentra en una posición ventajosa para competir con las demás. Joskow indica que si las compañías productoras venden su energía en un mercado competitivo que funciona correctamente, las ofertas que presenten dependerán únicamente de sus costes evitables, y el resultado de la pugna entre las empresas presentes en ese mercado no se verá condicionado por unos pagos que sólo garantizan la recuperación de inversiones realizadas en el pasado. No obstante, la argumentación de Joskow no excluye la posibilidad de que las compensaciones puedan interferir en el funcionamiento del mercado, pues, si no están bien calculadas y proporcionan demasiados ingresos, los productores que las reciban podrán apoyarse en ellas para presentar ofertas a un precio inferior al coste evitable.

Al margen del debate sobre la conveniencia de abonar tales compensaciones, emerge otro bien distinto acerca de cuál es el método

que se debe emplear para determinar el importe de las mismas. Siguiendo a Baxter (1995), podríamos clasificar los posibles procedimientos de cálculo según tres criterios: 1) que la valoración se realice antes o después de que se lleve a cabo la reestructuración del sector, 2) que la valoración se efectúe instalación a instalación o mediante algún sistema que permita determinar un importe para el conjunto de las instalaciones, y 3) que la valoración se base en precios obtenidos a partir de mecanismos de mercado (como subastas o ventas parciales) o en importes calculados por medio de alguna técnica administrativa (a través de modelos de predicción, por ejemplo). Para analizar las compensaciones que van a recibir los productores españoles resulta especialmente relevante la clasificación que surge de la aplicación del primero de estos tres criterios, que nos lleva a distinguir entre dos tipos de procedimientos:

– Los que se emplean para calcular de antemano la cuantía total de las compensaciones (*up-front*). En estos casos, el importe que van a percibir las empresas se determina a la vez que se inicia la transición hacia un régimen competitivo. La ventaja de este tipo de procedimientos es que cada compañía conoce perfectamente la cantidad que va a recibir, así que el cobro de las compensaciones no introduce ningún tipo de incertidumbre en su actuación. Sin embargo, estos métodos tienen el inconveniente de que no se puede saber de antemano cuál va a ser el nivel de ingresos que van a conseguir a través del mercado. Por tanto, el importe de las indemnizaciones se tiene que calcular a partir de previsiones sobre la evolución del consumo, las ventas que van a efectuar las compañías implicadas y el precio que va alcanzar su producción en el mercado. Todas estas estimaciones estarán sujetas a errores, y ello puede dar lugar a enormes diferencias entre la cantidad determinada a priori y la suma que debieran haber recibido si las compensaciones se hubiesen hallado a partir de los datos reales.

Estos problemas se pueden mitigar si se calcula el valor de mercado de los activos fijos procedentes del período anterior mediante una subasta que revele el precio que estaría dispuesto a pagar un comprador que estuviera interesado en adquirir tales activos bajo el nuevo marco regulador. Sin embargo, para que esta solución proporcionase unos resultados verdaderamente significativos, sería necesario que existiera un mercado de compraventa de activos de generación que estuviese bastante desarrollado, pues, en caso contrario, la subasta no sería competitiva, y las empresas que acudieran no dispondrían de suficiente información sobre el valor de los activos, lo que podría introducir un sesgo a la baja en el precio, y ello daría lugar a unas compensaciones excesivas.

– Los que se utilizan para ir ajustando gradualmente el importe de las compensaciones (*on-going*). Cuando se emplean estos métodos, se toma como punto de partida una cifra aproximada que se va adaptando a la evolución del mercado competitivo y a los cambios que se producen en las variables que pueden influir sobre la recuperación de los costes ocasionados por las inversiones pasadas. Estos procedimientos tienen dos inconvenientes fundamentales: generan incertidumbre porque las empresas no conocen de antemano el importe de las compensacio-

nes¹¹, y suponen una mayor complejidad porque es necesario establecer mecanismos para revisar periódicamente la cantidad establecida. Sin embargo, frente a los métodos *up-front*, los procedimientos *on-going* tienen la ventaja de que permiten un cálculo más exacto, ya que proporcionan un resultado más ajustado al verdadero valor de los costes varados. De este modo, se evita el pago de unas compensaciones excesivas que podrían ser utilizadas para impedir el desarrollo de la competencia en el mercado.

Con independencia de que se utilicen métodos de uno u otro tipo, algunos autores han señalado la conveniencia de aminorar el importe resultante a través de la aplicación de un descuento, ya que ello incentivaría a las empresas para lograr la máxima eficiencia en la gestión de las instalaciones que dan lugar a los costes varados (Ariño, 1997).

Por último, conviene tener presente que, como han señalado Brennan, Palmer, Kopp, Krupnick, Stagliano y Burtraw (1996), cuando se calculan las compensaciones destinadas a cubrir los costes varados rara vez se tiene en cuenta que las empresas afectadas por la introducción de competencia disfrutaron de cómodas posiciones de monopolio u oligopolio durante el período en que estuvo vigente el marco regulador anterior y, seguramente, ello les permitió hacerse con activos que resultan muy valiosos en un entorno competitivo y que no van a estar al alcance de sus posibles rivales (como las concesiones hidroeléctricas o los emplazamientos desde los que se tiene mejor acceso a las redes). Gracias a estos activos, sus propietarios se colocan en una posición ventajosa, así que al calcular el importe de la compensación que van a recibir se debería emplear alguna técnica que permitiera estimar el valor de esa ventaja para aminorar la retribución en la cuantía correspondiente.

3. LA DETERMINACIÓN DEL IMPORTE DE LOS CTCS

En España, los costes varados tienen su origen en el Marco Legal Estable. Esta regulación garantizaba la recuperación del valor estándar asignado a los activos fijos y aseguraba la obtención de una rentabilidad que se calculaba a partir de una tasa aplicada sobre esos valores, que eran determinados por la Administración e incluían, entre otros elementos, el coste de adquisición, las inversiones adicionales, el complemento que se reconoció a las empresas que habían participado en el intercambio de activos que se realizó a mediados de los ochenta y, en algunos casos, parte de los costes financieros generados por la construcción de las centrales ("gastos financieros activados"). Para evitar bruscos incrementos de las tarifas, el valor estándar se recuperaba a través de un procedimiento que difería el cobro de una parte de los ingresos correspon-

(11) Además, durante el período en que se perciben las compensaciones puede producirse un cambio en los criterios que determinan los cálculos concretos. Así, por ejemplo, una modificación del peso que se asigna a cada variable a la hora de hallar el importe exacto de las compensaciones podría provocar una alteración sustancial de las cantidades entregadas.

dientes a los primeros años del período que seguía a la entrada en funcionamiento de las instalaciones¹². Sin embargo, la nueva regulación ha establecido que los productores han de vender su electricidad en un mercado mayorista. Desde que empezó a funcionar este mercado (el 1 de enero de 1998), todos sus ingresos provienen de él, así que no existe ninguna garantía sobre la recuperación del valor de las inversiones. Ésta es la razón de que se haya dispuesto que las compañías afectadas deben percibir una compensación que cubra la diferencia entre el nivel de ingresos que determinaba el MLE y el importe que van a percibir como consecuencia de las operaciones que realicen en ese nuevo mercado.

3.1. Los procedimientos de cálculo

La LSE establece que el *importe máximo* de los CTCs asciende a casi dos billones de pesetas, aunque esta cifra incluye periodificaciones y ajustes correspondientes al año 1997 (68.706 millones de pesetas) y la cantidad destinada a compensar a los productores por la utilización de carbón nacional (295.276 millones de pesetas). Si restamos estas dos partidas obtenemos el *valor máximo* de la "retribución básica por tecnologías", que es aquella parte de los CTCs que se destina a cubrir los costes varados ocasionados por las inversiones en activos fijos: 1.624.579 millones de pesetas.

Para calcular este importe se utilizó el denominado *procedimiento detallado*, que determina el valor de los costes varados mediante la diferencia entre los ingresos que habría conseguido cada instalación si se hubiera mantenido el MLE y los que va a poder lograr en el mercado de producción. A las cantidades obtenidas se les aplicó un coeficiente corrector del 32'5%. El valor de este coeficiente, que reduce la diferencia inicialmente calculada con el fin de incentivar a las empresas para que gestionen eficientemente sus plantas de generación, se graduó de forma que el resultado generado por el *procedimiento detallado* se acomodase al que ofrecía un sistema de cálculo alternativo: el llamado *procedimiento general*, que situaba el valor de la "retribución básica por tecnologías" en 1.629.206 millones de pesetas. Por tanto, aunque la cifra reconocida como cuantía máxima sea la que proporciona aquél método, este último ha tenido una influencia decisiva a la hora de establecerla.

a. El *procedimiento general*. Básicamente, consiste en el cálculo de la diferencia entre el valor neto contable de los activos de generación y el

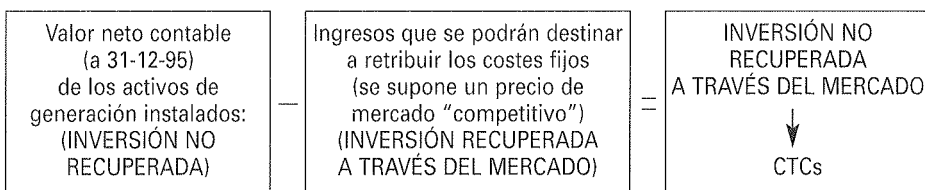
(12) Al margen de los costes varados que hayan podido aparecer como consecuencia de la desaparición de este régimen retributivo, existen otros, de menor cuantía, que también provienen del anterior marco regulador: la obligación de adquirir carbón nacional a un precio superior al vigente en los mercados internacionales, los pagos reconocidos a las empresas propietarias de instalaciones afectadas por la moratoria nuclear, los gastos originados por el mantenimiento del stock básico de uranio, las compensaciones que reciben los pequeños distribuidores por la pérdida de clientes suministrados a tarifa, el coste de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear y la obligación de adquirir electricidad a los productores pertenecientes al régimen especial. Todas estas cargas se van a recuperar a través de "cuotas con destino específico", que incrementan las tarifas que pagan los usuarios de las redes y los consumidores que no pueden elegir suministrador. Como el nivel de los porcentajes destinados a asegurar la recuperación de estos costes varados se determina todos los años cuando se efectúa la revisión de la tarifa eléctrica, se puede ir ajustando la cantidad recaudada al importe real de los mismos.

valor de mercado de dichos activos¹³. La primera de estas dos partidas se obtuvo a partir de la información proveniente de los balances de las compañías, tomados a 31 de diciembre de 1995. La determinación del valor de mercado planteó mayores problemas, pues era necesario emplear un precio de referencia. Para ello, se calcularon los costes de instalar y utilizar un *parque de generación óptimo*¹⁴ que fuese capaz de atender la demanda de los consumidores españoles con un margen de seguridad del 10%, y se adoptó el supuesto de que el precio medio del mercado mayorista se igualaría al coste total medio de cada KWh generado por dicho parque durante un período idéntico a la vida útil residual media de las instalaciones realmente existentes (5'91 años según la Memoria Económica del Proyecto de Ley). Los resultados de estos cálculos fueron los siguientes:

- Coste fijo medio del parque de generación óptimo: 2'16 ptas/KWh.
- Coste variable medio del parque de generación óptimo: 3'79 ptas/KWh.
- Coste total medio del parque de generación óptimo: 5'95 ptas/KWh.
- Precio medio del mercado mayorista: 5'95 ptas/KWh.

Los productores dedicarían una parte de los ingresos a cubrir los costes variables y el resto se destinaría a recuperar los costes fijos. La compensación que deberían percibir las empresas se obtiene como diferencia entre el valor neto contable y el importe recaudado a través del mercado:

Gráfico 1 DETERMINACIÓN DE LOS CTCs SEGÚN EL PROCEDIMIENTO GENERAL



Al determinar el volumen de ingresos que obtendrán las compañías que van a recibir la compensación se empleó una estimación de la demanda que van a tener que atender. Para ello, se asumió la hipótesis de que el incremento de la electricidad generada por las instalaciones pette-

(13) El procedimiento utilizado se describe en la Memoria Económica que acompañó al Proyecto de Ley del Sector Eléctrico que presentó el gobierno al Parlamento en septiembre de 1997. También se puede acudir al documento "La transición a la competencia y las empresas eléctricas", elaborado por la CNSE (1997), en el que aparece una explicación más accesible y detallada.

(14) Se le denomina así porque se supone que este parque de generación permitiría atender la demanda mediante las tecnologías que se consideran más eficientes. Según la Memoria Económica, estaría constituido, a partes iguales, por centrales de gas de ciclo combinado y centrales de carbón importado.

necientes al denominado *régimen especial*¹⁵ (no incluidas entre las beneficiarias de CTCs) será suficiente para cubrir el crecimiento de la demanda. Por tanto, se supuso que las empresas que van a ingresar la compensación no van a aumentar su producción con respecto a la del año base.

Además, para hallar el importe de la compensación fue necesario actualizar todos los flujos monetarios mediante una tasa de descuento, así que el resultado final se obtuvo a través de las operaciones indicadas en la siguiente expresión:

$$RBT = VNC - \sum_{t=1}^{vu} (PM - CV) * PI * (1 + D_g - D_{re})^t * (1 + td)^{-t}$$

donde:

RBT = Retribución básica por tecnologías

VNC = Valor neto contable de los activos de generación

PM = Precio medio del mercado mayorista

CV = Coste variable medio de los activos de generación existentes

PI = Producción inicial de las empresas receptoras de CTCs

D_g = Incremento de la demanda total, en tantos por uno

D_{re} = Incremento de la demanda atendido por los productores del régimen especial

td = Tasa de descuento

vu = Vida útil residual media de los activos de generación existentes

Si asignamos a cada parámetro el valor que se le atribuye en la Memoria Económica del Proyecto de Ley (MEPL), los resultados son los que aparecen en el cuadro 1.

Cuadro 1 LOS RESULTADOS DEL PROCEDIMIENTO GENERAL SEGÚN LA MEMORIA ECONÓMICA

VNC (millones de pesetas)		3.006.437'00
Recuperado a través del mercado (millones de pesetas)		1.377.230'75
PTI = Producción total inicial (GWh en barras de central)	141.400	
P _{re} = Participación del régimen especial en la PTI	10%	
PI = [PTI - (100% - P _{re})] (GWh en barras de central)	127.260	
D _g - D _{re}	0	
PM (ptas/KWh)	5'95	
CV (ptas/KWh)	3'79	
Td	5%	
vu (años)	5'908252	
RBT (millones de pesetas)		1.629.206'25

Fuente: MEPL y CNSE (1997).

(15) Están incluidas en el régimen especial las instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW y pertenecen a autoprodutores que generan electricidad a partir de actividades no eléctricas (cogeneradores), o utilizan alguna energía renovable no consumible, residuos urbanos, biomasa o cualquier otro tipo de biocombustible. También pertenecen al régimen especial las unidades que producen electricidad desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos agrícolas, ganaderos y de servicios, siempre que su potencia instalada no supere los 25 MW y tengan un alto rendimiento energético.

b. El *procedimiento detallado* se empleó para respaldar los resultados obtenidos a través de los cálculos expuestos en las páginas anteriores. En este caso, el resultado se determinó actualizando, equipo a equipo, la diferencia entre el flujo de ingresos que habría proporcionado el Marco Legal Estable a las compañías de generación durante el período 1998-2013, y las cantidades que podrán conseguir en el mercado si venden su producción a un precio de 6 ptas/KWh. Para ajustar el importe total al que resulta de la aplicación del *procedimiento general*, se emplea un coeficiente corrector que aminora esa diferencia en un 32'5%. Este coeficiente, denominado "factor de eficiencia y ajuste", establece la cuantía que las empresas no van a recaudar como consecuencia de los cambios en la regulación. Los demás ingresos reconocidos por el Marco Legal Estable se obtendrán a través del precio de mercado y de la compensación por Costes de Transición a la Competencia. En el cuadro 2 se presenta un resumen de los cálculos.

Cuadro 2
RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS
DEL "PROCEDIMIENTO DETALLADO" (*)

	Importes no reducidos	Reducción (32'5%)	Importes netos
A. Ingresos según MLE	7.365.162		
B. Previsión de ingresos obtenidos en el mercado (precio = 6 ptas/KWh)	4.958.379		
C. RBT (A - B)	2.406.783	782.204	1.624.579
D. Periodificaciones y ajustes correspondientes a 1997	101.787	33.081	68.706
E. Compensación por el consumo de carbón autóctono			295.276
F. TOTAL CTCs SEGÚN LSE (C + D + E)			1.988.561
G. Total ingresos reconocidos MLE [A + D(importe no reducido)]			7.466.949
H. Total reducción por eficiencia y ajuste			815.285
I. Total ingresos recuperados a través de CTCs [C + D(importe neto)]			1.693.285
J. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE MERCADO (B/G)			66'40%
K. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE CTCs (I/G)			22'68%
L. PORCENTAJE DE INGRESOS MLE QUE NO SE PERCIBEN (H/G)			10'92%

(*): Datos en millones de pesetas de 1997. Elaboración propia a partir de los datos de la MEPL y de UNESA (1999).

Así pues, el *procedimiento detallado* se basa en un principio básico: las empresas tienen derecho a conseguir casi el 90% de los ingresos que les garantizaba el Marco Legal Estable y, para que los obtengan, es necesario abonarles una retribución complementaria, porque el mercado, por sí solo, no les va a proporcionar esos ingresos.

3.2. La forma de cobro de los CTCs

Inicialmente, la LSE establecía que el importe reconocido en concepto de CTCs sólo era un valor máximo. La cantidad finalmente percibida por las compañías beneficiarias dependería del nivel de las tarifas aprobadas por el gobierno, pues las compensaciones se irían calculando como diferencia entre el total de los ingresos recaudados por las empresas de transporte, distribución y suministro a tarifa, y los importes destinados a retribuir todos los costes en que han de incurrir para atender las demandas de los consumidores de electricidad. El período durante el que percibirían tales sumas se limitó a diez años, aunque el gobierno quedaba facultado para reducir su duración. Por tanto, la cifra final no tenía por qué coincidir con el valor máximo que figuraba en la Ley: lo que se aprobó fue un sistema *on-going*, así que el gobierno podría graduar el importe de los pagos para ajustarlo al valor de los costes varados que se fueran observando.

Sin embargo, a finales de 1998 el Parlamento modificó la LSE para cambiar esta forma de cobro¹⁶. Como consecuencia de estos cambios, el sistema que estuvo vigente durante el primer año del período sólo se aplicará al 20% de la diferencia entre el valor máximo establecido originalmente y la cantidad percibida durante 1998 (hasta el año 2007, el importe de la compensación se irá calculando como diferencia entre los ingresos proporcionados por las tarifas y la suma destinada a retribuir los costes reconocidos a las compañías del sector). Del 80% restante, un 16% no se cobrará en ningún caso, y el 64% que falta se recaudará mediante la afectación de un 4'5% de los ingresos proporcionados por la venta de energía eléctrica a los consumidores que compran a tarifa. Esta parte de los ingresos va a quedar vinculada al pago de la compensación desde el 1 de enero de 1999 hasta que las empresas reciban ese 64%. Por consiguiente, la modificación de la forma de cobro lleva implícita la garantía de que las compañías productoras percibirán la mayor parte del valor máximo inicial de la "retribución básica por tecnologías": el límite superior se reduce en más de 200.000 millones de pesetas, y el límite inferior se eleva desde cero hasta más de 1'1 billones de pesetas (véase cuadro 3).

4. ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO

Según hemos visto, el *procedimiento detallado* permite determinar las pérdidas de ingresos que puede originar la modificación del marco regulatorio. Sin embargo, no debemos considerar que estas disminuciones de ingresos van a dar lugar a unos costes varados de igual importe, pues, para que así fuese, sería necesario que la retribución reconocida por el MLE fuera similar a los costes en que incurren las compañías que van

(16) Véase la Ley 50/1998, de 30 de diciembre de 1998 (BOE, 31 de diciembre de 1998). Esta modificación reflejaba los términos del acuerdo que pactó el gobierno con las empresas beneficiarias en septiembre de 1998.

Cuadro 3
IMPORTE DE LOS CTCs TRAS LA MODIFICACIÓN
DEL SISTEMA DE COBRO

CONCEPTO	Valor en pesetas de 1998 (#)	Valor en pesetas de 1997 (#)
Valor máximo inicial (RBT + periodificaciones y ajustes)	1.777.949	1.693.285
CTCs cobrados en 1998 (sin primas por consumo de carbón)	167.670	159.686
Importe que se seguirá cobrando "por diferencias"	322.056	306.720
Reducción del valor máximo inicial	257.645	245.376
Cantidad que se recibirá mediante un 4'5% de los ingresos	1.030.578	981.503
1. Total ingresos reconocidos MLE (*)		7.466.949
2. Ingresos recuperados a través del mercado (*)		4.958.379
3. Total reducción por eficiencia y ajuste (*)		815.285
4. Reducción del valor máximo inicial (*)		245.376
5. Nuevo valor máximo (*)		1.447.909
6. Nuevo valor mínimo (*)		1.141.189
7. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE MERCADO (2/1)		66'40%
8. PORCENTAJE DE INGRESOS RECUPERADOS A TRAVÉS DE CTCs		
- Porcentaje máximo (5/1)		19'39%
- Porcentaje mínimo (6/1)		15'28%
9. PORCENTAJE DE INGRESOS MLE QUE NO SE PERCIBEN		
- Porcentaje mínimo [(3 + 4)/(1)]		14'20%
- Porcentaje máximo [(3 + 4 + 5 - 6)/(1)]		18'31%

Elaboración propia a partir de la MEPL y de UNESA (1998b). Datos en millones de pesetas.

(#): Se ha utilizado una tasa de descuento y actualización del 5%.

(*): En pesetas de 1997.

a recibir los CTCs, y esta condición no se cumple: los cálculos que se realizaban para determinar la retribución de los productores durante la vigencia del MLE se basaban en unos valores estándares asignados a los activos de generación y, como ha señalado Rojas (1993), estos valores de referencia eran muy superiores a los que aparecían en la contabilidad. Por tanto, al emplear la diferencia entre la retribución garantizada por el MLE y los ingresos obtenidos a través del mercado se puede estar sobrevalorando el importe de los costes varados. De hecho, la propia MEPL acepta implícitamente esta posibilidad cuando plantea la utilización de un "factor de eficiencia y ajuste" (FE) que se aplica sobre el resultado de esa diferencia y lo aminora en un 32'5%.

No obstante, para hallar el valor del FE no se ha calculado la diferencia entre los costes reconocidos por el MLE y los efectivamente soportados por las compañías: como se ha explicado, el nivel del FE se ha determinado a través del *procedimiento general*, que limita el impor-

te de la compensación a la diferencia entre el valor neto contable de los activos de generación y los ingresos provenientes del mercado, suponiendo un precio idéntico al coste total medio del *parque de generación óptimo* y una vida útil residual media de casi seis años. Sin embargo, podemos plantear ciertos reparos al modo en que se articula el denominado *procedimiento general*, lo que nos llevaría a cuestionar sus resultados y, en consecuencia, a dudar sobre el valor que se atribuye al FE en la MEPL:

– En primer lugar, debemos referirnos al importe que se utiliza como valor neto contable (3.006.437 millones de pesetas). La MEPL no informa sobre las partidas que se han incluido en él ni identifica el origen de la cifra que se ha empleado, aunque si examinamos el Balance Consolidado de las empresas de UNESA podemos comprobar que, a 31 de diciembre de 1995, el valor neto contable de los activos de generación era de 3.015.081 millones de pesetas¹⁷. Por tanto, la cuantía que utiliza la MEPL no incluye los ingresos diferidos ni el valor neto contable del inmovilizado en curso, que también podían haber formado parte de la cantidad considerada. No obstante, las cifras procedentes de la contabilidad incorporan los incrementos ocasionados por varias revalorizaciones¹⁸, por la activación de gastos asociados a la construcción de instalaciones de generación y por las operaciones de compraventa que siguieron a los acuerdos de intercambio de activos. Estas cantidades elevan el valor neto contable e incrementan el importe de la compensación por CTCs.

También puede sorprender el hecho de que la MEPL se base en datos correspondientes a diciembre de 1995 en lugar de tomar el valor neto contable a 31 de diciembre de 1997, que es la fecha hasta la que se aplicó el régimen retributivo establecido por el MLE. La utilización de datos anteriores debe de responder al deseo de reproducir literalmente los cálculos que dieron lugar a la cifra que aparece en el acuerdo suscrito por el Ministro y las compañías eléctricas¹⁹, pues cuando se aprobó la LSE ya se conocía el valor neto contable correspondiente al 31 de diciembre de 1996, que había crecido hasta situarse en 3.656.813 millones de pesetas. Ahora bien, si descontamos el incremento provocado por la revalorización de activos que se produjo en 1996, obtenemos una

(17) Fuente: UNESA (1997). La diferencia entre ambas cifras no es relevante, ya que se puede explicar por el hecho de que, a finales de 1996, cuando el Ministro de Industria y Energía se reunió con las compañías del sector para firmar el Protocolo Eléctrico en el que el gobierno se comprometía a abonar estas compensaciones, aún no se conocían los datos consolidados definitivos del ejercicio anterior, así que fue necesario emplear cifras provisionales.

(18) La Memoria Estadística Eléctrica de UNESA de 1988 recoge los incrementos de valor que originaron las diversas regularizaciones o actualizaciones de balances que se produjeron entre 1961 y 1983. Como consecuencia de las mismas, el valor neto contable del inmovilizado material de las empresas de UNESA fue experimentando diferentes incrementos que, en conjunto, ascendieron a 1.905.748 millones de pesetas.

(19) El valor máximo que se asignó a los CTCs en la LSE es el mismo que figura en el Protocolo Eléctrico (véase UNESA (1996)).

cifra ligeramente inferior a la del año anterior: 2.972.310 millones de pesetas²⁰.

En definitiva, se puede afirmar que los 3.006.437 millones de pesetas que figuran en la Memoria Económica son, fundamentalmente, el resultado de un pacto entre la Administración y las empresas, pues, a falta de una justificación detallada, esta cifra es tan válida o tan incorrecta como otra que, por ejemplo, hubiera incluido el valor neto contable del inmovilizado en curso y hubiese excluido las cantidades incorporadas por las revalorizaciones. Además, para que los cálculos fuesen coherentes con el objetivo que los orienta, habría sido necesario emplear el valor neto contable a 31 de diciembre de 1997.

– Para determinar el valor de mercado de las instalaciones se emplea el precio que surge al considerar un parque de generación teórico que está constituido, a partes iguales, por centrales de gas de ciclo combinado y plantas que producen electricidad a partir de carbón importado. Ahora bien, el hecho de que éstas últimas generen una energía más barata que las que utilizan carbón nacional, o que las primeras incorporen la tecnología que parece más rentable en estos momentos, no justifica la composición del parque teórico. A la hora de establecer esa combinación, no se ha tenido en cuenta que con una estructura más diversificada se puede reducir el coste medio de la energía que se suministra a los consumidores, ya que ello permite asignar a cada tramo de la curva de carga la tecnología que es capaz de contribuir más eficientemente al logro de tal objetivo. De hecho, al definir el parque de generación teórico se ha obviado que, en la actualidad, alrededor del 50% de la electricidad consumida se produce en centrales nucleares e hidroeléctricas que aún van a continuar funcionando durante bastantes años, y que pueden generar electricidad a un coste variable manifiestamente inferior al del parque teórico. Estas instalaciones vienen desempeñando una función bien definida en la cobertura de la curva de carga: las centrales nucleares y las hidroeléctricas fluyentes suelen funcionar permanentemente para atender la demanda básica, mientras que las hidroeléctricas de regulación y las de bombeo se suelen emplear para cubrir las puntas de carga.

Como en la Memoria Económica no se justifica la composición del parque teórico y la estructura que se ha definido tampoco es compatible con la minimización del coste de suministro, cabe afirmar que la combinación que se ha seleccionado es arbitraria, así que, de nuevo, podemos concluir que el precio de mercado que se utiliza en los cálculos (5'95 ptas/KWh) es, fundamentalmente, el resultado de un acuerdo entre la Administración y las empresas, ya que no parece existir ninguna razón que explique por qué se ha usado este parque de generación teórico.

(20) Fuente: UNESA (1998a). Actualmente, también disponemos del valor neto contable correspondiente al 31 de diciembre de 1997, que ascendió a 3.591.657 millones de pesetas. Si restamos a este importe el aumento originado por la revalorización de activos que se realizó en 1996, obtenemos una cifra aún más alejada: 2.907.154 millones de pesetas.

– Si observamos el cuadro 1 podemos comprobar que los costes variables atribuidos a las instalaciones de producción existentes son idénticos a los del parque teórico (3'79 ptas/KWh). Con ello, se está desvirtuando el cálculo que se pretende realizar, ya que, en lugar de obtener el valor de mercado de las instalaciones actuales, lo que resulta es el coste que supondría reemplazar estos activos por un parque de generación que tuviera la misma composición que el teórico y una vida útil idéntica a la del realmente existente. Para que no ocurriera esto, sería necesario que el coste variable del parque teórico coincidiera con el del parque actual.

Según los datos que aparecen en UNESA (1997), los costes variables que reconoció el Marco Legal Estable a las instalaciones de generación de las compañías de UNESA en el año 1995 ascendieron a 581.201 millones de pesetas²¹. Dividiendo esta suma entre la energía producida por esas empresas durante el citado período (153.733 millones de kWh) se obtiene un resultado de 3'78 ptas/KWh. Por tanto, los costes variables reconocidos por el Marco Legal Estable en el ejercicio anterior a la firma del Protocolo resultan ser prácticamente idénticos a los del parque de generación teórico²². Sin embargo, no parece correcto extrapolar a todo el período una cantidad que corresponde a un ejercicio concreto. Lo más apropiado sería emplear una estimación sobre la evolución de los costes que van a soportar las compañías eléctricas a lo largo de todo ese período. Aunque el margen de error de una previsión de este tipo podría ser muy amplio, siempre es mejor contar con una cifra que surge como resultado de unas estimaciones que se pueden ajustar para ir aproximándolas a la realidad que tomar el importe correspondiente a un año concreto, que puede estar muy condicionado por las circunstancias que se produjeron en ese año²³. El hecho de que se haya optado por fijar unos costes variables idénticos a los

(21) Esta cifra se obtiene sumando el coste neto del combustible (356.128 millones de pesetas) y el coste estándar por operación y mantenimiento (225.073 millones de pesetas).

(22) A juicio del autor, esta similitud respalda las objeciones sobre la composición del llamado *parque de generación óptimo*.

(23) Los técnicos de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), basándose en el modelo del MLE, han realizado una estimación de los costes variables que van a soportar las compañías eléctricas durante los años comprendidos entre 1998 y el 2007. En este caso, se obtiene un resultado de 3'4 ptas/KWh, lo que incrementaría hasta 2'55 ptas/KWh la cantidad destinada a recuperar los costes fijos de las instalaciones existentes (la MEPL sitúa este importe en 2'16 ptas/KWh). Las estimaciones de la CNSE producen los siguientes resultados:

- Coste variable de las centrales nucleares: 2'4 ptas/KWh.
- Coste variable de las centrales hidroeléctricas: 1'2 ptas/KWh.
- Coste variable de las centrales de gas: 5'48 ptas/KWh.
- Coste variable de las centrales de fuel: 5'26 ptas/KWh.
- Coste variable de las restantes centrales termoeléctricas (descontando el incentivo por consumo de carbón nacional): varía entre 3'97 ptas/KWh y 4'74 ptas/KWh según el combustible utilizado.

Para obtener estos resultados se han empleado las previsiones sobre evolución de los precios de los combustibles que facilita la Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Además, se ha considerado que la participación de cada tecnología en la producción de electricidad es la siguiente: nuclear, 31%; hidroeléctrica, 17%; gas, 11%; fuel, 3%; resto de termoeléctricas, 38%. Fuente: CNSE (1998b).

que reconoció el MLE en el año 1995 refuerza la idea de que los valores asignados a los parámetros que se emplean en los cálculos son, básicamente, el fruto de un acuerdo entre la Administración y las empresas.

– Finalmente, es necesario subrayar que el resultado que proporciona la MEPL también depende del valor que se asigna a ciertas variables que tienen una influencia decisiva en el importe final, como la tasa de descuento (fijada en el 5%), la producción total inicial (establecida en 141.400 GWh en barras de central²⁴), la participación de las instalaciones pertenecientes al régimen especial (10% de la producción total inicial²⁵), la variación de la demanda atendida por las empresas receptoras de CTCs (0%), o la vida útil residual media de los activos de generación (5'91 años). Como se puede ver en el cuadro 4, basta con que se introduzcan pequeñas modificaciones en estos parámetros para que el resultado del *procedimiento general* y, en consecuencia, el valor del FE experimenten notables variaciones.

Cuadro 4
VARIACIÓN DE LOS CTCs ANTE CAMBIOS
EN UNO DE LOS PARÁMETROS

Parámetros	Escenario MEPL	Escenario CNSE (a)	Variación de los CTCs (*)	Escenario alternativo (b)	Variación de los CTCs (*)
Tasa de descuento	5%	2'5%	-115.593	4%	-44.516
Vida útil residual (años)	5'9	25'49	-2.496.935	10	-745.332
Coste variable (ptas/KWh)	3'79	3'4	-248.666	3'6	-121.145
Producción inicial (GWh)	127.260	141.400	-153.025	135.000	-83.763
Variación demanda neta	0%				
- Variación demanda global		3%	356.921	2%	249.153
- Variación Régimen Especial		12%		8%	

Elaboración propia. (a): En esta columna se recogen los valores que propuso la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE, 1998b). (*): En estas columnas se presenta la diferencia que aparece cuando se modifica cada uno de los parámetros del "Escenario MEPL", manteniendo los demás en el mismo nivel que utiliza la Memoria Económica. Las cantidades negativas inferiores a 1.629.206 implican CTCs negativos. (Datos en millones de pesetas). (b): En todos los casos se ha tomado un valor intermedio entre el que propone la CNSE y el que figura en la Memoria Económica.

La mayor diferencia entre el escenario que recoge la MEPL y los dos escenarios alternativos tiene su origen en la utilización de vidas útiles residuales completamente distintas: si aceptamos los cálculos de la CNSE, deberíamos considerar una vida útil de 25'49 años, y las empresas

(24) En 1997, la producción neta total (deducidos los autoconsumos de las centrales) de las instalaciones de generación ubicadas en la España peninsular ascendió a 149.295 GWh en barras de central (REE, 1999).

(25) En 1997, las empresas incluidas en el régimen especial generaron el 9'8% de la electricidad que se incorporó al sistema eléctrico de la España peninsular (REE, 1999).

tendrían que “devolver” a los consumidores más de 800.000 millones de pesetas; si tomamos un período más breve (10 años), el importe de los CTCs se reduce casi en un 50%. Las diferencias entre los plazos que se emplean en cada caso obedecen a la adopción de diferentes supuestos: en la MEPL se asume que la vida útil de cada tipo de instalación es la que estableció el MLE, e incluso se rebaja ésta en algunos casos²⁶. Sin embargo, los Informes Anuales de las compañías ponen de manifiesto que la verdadera vida útil es superior a la que determinaba el MLE²⁷. Además, existe constancia de que algunas centrales han rebasado los plazos que fijaba el MLE y, a pesar de ello, han seguido funcionando²⁸.

En el cuadro 5 aparecen los resultados que obtendríamos si modificásemos a la vez varios de los parámetros que definen el “Escenario MEPL”. Además, en el “Escenario CNSE” se ha incluido el valor que, según este organismo, tendrán los emplazamientos, las instalaciones de conexión a la red y las autorizaciones cuando las actuales centrales agoten su vida económica (CNSE, 1998b).

Al comparar estos resultados con el importe que figura en la Memoria Económica se observan diferencias que llegan a alcanzar una magnitud muy elevada, y que vuelven a poner de manifiesto las enormes variaciones

(26) El MLE consideraba las siguientes vidas útiles: 25 años para las centrales termoeléctricas clásicas; 25 años para las centrales nucleares (ampliada a 30 años en 1997); 65 años para la obra civil de las centrales hidroeléctricas y 35 años para su equipo electromecánico. La MEPL reduce la vida útil de la obra civil de las centrales hidroeléctricas hasta 35 años y considera una vida útil de sólo 25 años para las centrales nucleares. La CNSE incrementa hasta 30 años la vida útil de las instalaciones termoeléctricas clásicas y nucleares y amplía la vida útil de la obra civil de las plantas hidráulicas hasta 65 años (CNSE, 1998b).

(27) Así, por ejemplo, en el Informe Anual de ENHER para el ejercicio de 1998 se eleva la vida útil del equipo electromecánico de las centrales hidráulicas hasta 40 años y se establece en 30 años la vida útil de las centrales termoeléctricas clásicas; en el Informe Anual de FECSA para ese mismo ejercicio se sitúa en 30 años la vida útil de las centrales térmicas de fuel y gas; y en el Informe Anual de IBERDROLA para el ejercicio de 1997 (pág. 87) se indica que “el criterio de la Sociedad en cuanto a la vida útil considerada para las instalaciones técnicas a efectos de las dotaciones anuales a la amortización, ha sido, hasta el ejercicio 1997, inclusive, considerar como tal la menor entre la vida útil técnica, de acuerdo con criterios de explotación técnico-comerciales de las explotaciones y la que se desprende de la regulación vigente en cada ejercicio ...”. Más adelante (pág. 88) se señala que, de acuerdo con este principio, los años de vida útil considerados han coincidido con los establecidos por el MLE que, como se deduce, son inferiores a “la vida útil técnica, de acuerdo con criterios de explotación técnico-comerciales”. En el mismo Informe Anual (pág. 88) se afirma que en lo que respecta a las instalaciones nucleares “...las mejores estimaciones de IBERDROLA respecto de la vida útil técnico-económica de las mismas consideran que éstas podrán sobrepasar los 30 años...”.

(28) Éste es el caso de algunas centrales nucleares, como la de José Cabrera, propiedad de Unión Fenosa, que empezó a generar en 1968 y aún continúa produciendo; o la de Santa María de Garoña, propiedad de IBERDROLA, que comenzó a funcionar en 1971 y que, según previsiones de la propia compañía, seguirá generando electricidad hasta el año 2010. También podemos encontrar unidades térmicas clásicas que siguen produciendo aunque su vida útil ya ha rebasado el umbral que estableció el MLE (25 años), como Narcea 1 y 2 (que comenzaron a generar en 1965 y 1969, respectivamente), Aceca 1 y 2 (que datan de 1969 y 1970, respectivamente), La Robla 1 (que empezó a funcionar en 1971) y Sabón 1 (que comenzó a operar en 1972). E incluso existen instalaciones hidráulicas que están en la misma situación, como Villalba 1 y 2 (1925) o Puente Nuevo 1, 2 y 3 (1929).

Cuadro 5
VARIACIONES DE LOS CTCs ANTE CAMBIOS EN VARIOS
PARÁMETROS

Parámetros	Escenario MEPL	Escenario CNSE	Escenario alternativo (1)	Escenario alternativo (2)	Escenario alternativo (3)	Escenario alternativo (4)
Producción inicial (GWh)	127.260	141.400	127.260	127.260	141.400	127.260
Precio de mercado (ptas/KWh)	5'95	5'95	5'95	5'75	5'95	5'5
Coste variable (ptas/KWh)	3'79	3'4	3'4	3'6	3'4	3'79
Vida útil residual (años)	5'91	25	10	6	15	10
Variación de la demanda neta	0%					
- Variación de la demanda total		3%	3%	2'5%	3%	3%
- Variación del Régimen Especial		12%	15%, 10%, 8% (a)	15%, 10% (b)	14%, 9%, 7%, 5% (c)	15%, 10%, 8% (a)
Tasa de descuento	5%	2'5%	2'5%	3%	2'5%	3%
Recuperado en el mercado (*)	1.377.231	2.723.609	1.880.365	1.043.497	3.025.590	1.231.280
CTCs (<i>procedimiento general</i>) (*)	1.629.206	282.828	1.126.072	1.962.940	-19.153	1.775.157
Valor de emplazamientos, instalaciones y autorizaciones (*)		257.881				
CTCs (<i>procedimiento general</i>) (*)	1.629.206	24.947	1.126.072	1.962.940	-19.153	1.775.157

Elaboración propia. (a): Crecimiento anual en los períodos 1998-2001, 2002-2006, 2007. (b): Crecimiento anual en los períodos 1998-2001, 2002-2003. (c): Crecimiento anual en los períodos: 1998-2001, 2002-2006, 2007-2011, 2012.

que se pueden producir si se utilizan parámetros distintos a los del escenario que recoge la MEPL.

Los anteriores resultados también ponen de manifiesto que basta con que surjan pequeñas diferencias entre los valores asignados a los parámetros en la MEPL y los valores reales para que aparezcan importantes disparidades entre la cantidad que se ha calculado de antemano y las compensaciones que deberían percibir las empresas si se fuera ajustando su importe para adaptarlo a la evolución de las distintas variables.

Las variaciones que experimenta el importe de los CTCs cuando se modifican los parámetros que se emplean para efectuar los cálculos que constituyen el *procedimiento general* se pueden trasladar a los resultados que proporciona el *procedimiento detallado* a través del "factor de eficiencia y ajuste". En el cuadro 6 se presentan los cambios que se producirían en el porcentaje de ingresos percibidos mediante CTCs si ese factor se modificase para acomodar los resultados del *procedimiento detallado* a los que arroja el *procedimiento general* cuando se altera el valor de los parámetros. Así, se puede comprobar que las variaciones que experimenta el FE dan lugar a cambios muy notables en la parte de ingresos reconocidos por el MLE que se va recuperar a través de CTCs y en el porcentaje que no se va a percibir.

Cuadro 6
VARIACIONES ORIGINADAS POR LOS CAMBIOS EN
EL "FACTOR DE EFICIENCIA Y AJUSTE"

Parámetros	Escenario MEPL	Escenario CNSE	Escenario alternativo (1)	Escenario alternativo (2)	Escenario alternativo (3)	Escenario alternativo (4)
CTCs según <i>procedimiento general</i> (millones de pesetas)	1.629.206	24.947	1.126.072	1.962.940	-19.153	1.775.157
Factor de eficiencia y ajuste (FE)	32'5%	99%	53'2%	18'4%	100'8%	26'2%
RBT según <i>procedimiento detallado</i> (millones de pesetas)	1.693.285	26.002	1.173.695	2.045.956	-19.963	1.850.231
Porcentaje de ingresos MLE recuperados a través del mercado	66'4%	66'4%	66'4%	66'4%	66'4%	66'4%
Porcentaje de ingresos MLE recuperados a través de CTCs (*)	22'68%	0'35%	15'7%	27'4%	-0'27%	24'8%
Porcentaje de ingresos MLE que no se perciben (*)	10'92%	33'25%	17'9%	6'2%	33'87%	8'8%

Elaboración propia. (*): Para calcular estos porcentajes se ha supuesto que las compañías reciben el total del importe calculado en concepto de compensación.

Al margen de las alteraciones que introduce la variación del FE, tenemos que realizar otras consideraciones acerca de las hipótesis en las que se fundamenta el *procedimiento detallado*. En primer lugar, debemos tener en cuenta que se parte de la base de que las compañías no sólo tienen derecho a recuperar el valor contable de los activos de generación, sino que han de conseguir los ingresos que hubieran logrado si se hubiese mantenido el MLE, que determinaba la retribución de las empresas a partir de unos valores estándares que eran muy superiores a los que aparecían en la contabilidad. A 31 de diciembre de 1995, que es la fecha del valor neto contable que aparece en la MEPL, el valor neto estándar de los activos de generación era de 5.412.748 millones de pesetas, mientras que, como vimos anteriormente, el valor neto contable era de 3.015.081 millones de pesetas (el 55'7% del importe reconocido por el MLE)²⁹.

En segundo lugar, debemos señalar que el anterior marco regulador se aprobó en un momento en el que las empresas eléctricas estaban experimentando importantes problemas financieros, que tenían su origen en el enorme esfuerzo inversor que realizaron a finales de los años setenta y principios de los ochenta. Sin embargo, cuando entró en vigor la nueva regulación, las compañías se encontraban en una situación económico-financiera bastante más saneada³⁰. Por tanto, las razones que dieron lugar a la aprobación del MLE ya no se sostenían en ese momento, y esta circunstancia obliga a poner en cuestión la validez de unos cálculos que

(29) Fuente: UNESA (1997).

(30) Fuente: CSEN (1997).

se basan en importes que se podrían haber modificado para adaptarlos a la nueva situación³¹.

Por otra parte, conviene tener en cuenta que casi todos los activos de generación existentes a 31 de diciembre de 1997 entraron en funcionamiento antes de que se aprobase el Marco Legal Estable³². Así pues, el argumento de que las compensaciones deben basarse en los valores estándares porque las empresas tenían la expectativa de cobrar un importe similar a esos valores cuando realizaron las inversiones tiene una validez muy limitada³³.

Finalmente, cabe indicar que, como ocurría en el *procedimiento general*, el importe que resulta depende, en gran medida, del valor atribuido a algunos de los parámetros que se utilizan en los cálculos, como la tasa de descuento, que la MEPL sitúa en el 5%; el precio de mercado, que sigue siendo el que se determinó mediante el parque de generación teórico; o la vida útil de las instalaciones, que se mide de acuerdo con los mismos criterios que se emplean en el *procedimiento general*. Asimismo, debemos recordar que los cálculos del *procedimiento detallado* se refieren al período 1998-2013. Por tanto, sólo abarcan dieciséis años. Este intervalo temporal es inferior a la vida útil residual de una parte de los activos de generación que se encontraban en funcionamiento cuando entró en vigor el nuevo marco regulador. Ello implica que, cuando finalice el período que se ha tenido en cuenta en la MEPL, algunos de los equipos todavía podrán seguir generando electricidad. Si se considerara un plazo más largo y se calcularan las compensaciones hasta el final de la vida útil de cada central, el valor de los CTCs se reduciría porque una parte importante de las instalaciones que se mantendrían en funcionamiento después del 31 de diciembre del año 2013 serían centrales hidráulicas, que salen muy favorecidas con el cambio de regulación (el MLE les asignaba una retribución inferior). Además, la CNSE ha señalado que en el *procedimiento detallado* tampoco se deduce del importe de la compensación el valor de mercado de los emplazamientos, las instalaciones de conexión a la red y las autorizaciones de las centrales.

En consecuencia, los resultados del *procedimiento detallado* no sólo dependen del valor que toma el factor de eficiencia que se calcula a partir de la suma que se obtiene del *procedimiento general*, sino que también son el fruto de una serie de supuestos que pueden ser cuestionados. La

(31) La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico se muestra convencida de que habría sido así (CNSE, 1998a).

(32) Los equipos que entraron en funcionamiento durante la vigencia del Marco Legal Estable suponían menos del 10% de la potencia instalada a 31 de diciembre de 1997. (La fecha de entrada en funcionamiento de los equipos aparece en el Anexo 4 de CNSE (1998b)).

33 Obsérvese que con ello no se pretende defender que sean las compañías las que asuman los costes varados correspondientes a las instalaciones que entraron en funcionamiento antes de que se instituyera el Marco Legal Estable, lo único que se quiere argumentar es que los valores estándares no se deben utilizar como referencia porque no existían cuando se llevaron a cabo las inversiones.

combinación de ambos factores convierte a la cifra hallada a través del *procedimiento detallado* en un resultado abiertamente discutible.

5. CONCLUSIONES

La entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 ha originado una profunda transformación de la actividad de producción de energía eléctrica: la explotación unificada y la retribución según valores estándares han dado paso a un nuevo modelo, basado en un mercado mayorista en el que se fija el precio y el volumen de producción que ha de aportar cada compañía. Como hemos visto, la alteración del marco regulador en el que operan puede generar costes varados, y esta posibilidad justifica el pago de compensaciones a las empresas afectadas. No obstante, el importe de dichos costes varados depende de la evolución de un grupo de variables que son difíciles de predecir, como el crecimiento de la demanda y la cuota de mercado de las compañías receptoras, que influyen sobre su capacidad para recuperar el valor de los activos fijos; el precio del mercado mayorista, que depende, entre otros factores, del grado de competencia que existe en el mismo; o los costes variables de las centrales, que determinan la diferencia entre los ingresos totales y la parte que se puede destinar a recobrar los costes fijos. El importe de los costes varados también depende de la vida útil de las instalaciones, que delimita el período durante el que éstas van a ser capaces de generar rendimientos para recuperar los costes fijos, o del valor que se asigna a la tasa de descuento cuando se actualizan los flujos monetarios futuros. Además, resulta necesario tener en cuenta que durante el período previo a la modificación del marco regulador, los productores se encontraban en una posición muy favorable para acceder a la propiedad de algunos activos que les permitirán disfrutar de ciertas ventajas frente a las empresas que tratan de competir con ellos en la nueva situación.

Al margen de las controversias que se pueden suscitar en torno al procedimiento de cálculo que se ha elegido y los costes que se han tomado como referencia para establecer la cuantía de la compensación, se debe prestar atención a la modificación del sistema de cobro, ya que el método original permitía considerar el importe recogido en la LSE como un valor máximo y, en consecuencia, era posible graduar la retribución para ajustarla a la evolución real de las diversas variables y adaptarla a la competencia existente en el mercado. Con el sistema actual, se ha consolidado el derecho de cobro sobre el 85% del importe máximo establecido inicialmente, así que se da por bueno el valor asignado a los parámetros que se utilizaban en los cálculos que aparecían en la MEPL, donde se escogían unos valores concretos entre los muchos posibles (aunque parece que los seleccionados cuentan, al menos, con el respaldo que les proporciona el acuerdo entre la Administración y las compañías). Por tanto, se ha renunciado a la posibilidad de ajustar los cálculos para adaptar la cantidad que se va satisfaciendo al importe real de los costes varados.

La sustitución de un procedimiento *on-going* por otro en el que la mayor parte de la compensación se determina *up-front* puede alterar con-

siderablemente el importe final de la retribución. En este trabajo se demuestra que basta con que surjan pequeñas diferencias entre los valores asignados a los parámetros en la MEPL y los valores reales para que aparezcan importantes disparidades entre la cantidad que se ha calculado de antemano y las compensaciones que deberían percibir las empresas si se fuera adaptando su importe a la evolución de las distintas variables y al grado de competencia que existe en el mercado.

Finalmente, conviene tener en cuenta que, como ocurre siempre que un agente económico está sujeto a una regulación, las empresas afectadas por las normas relativas a los CTCs tenderán a adaptar su conducta a los incentivos que se deriven de las mismas. Así, algunos autores, como Lasheras (1998), han señalado que el sistema de pago de las compensaciones influye sobre las estrategias de las compañías que las reciben, pues, a su juicio, un generador que tenga derecho a un porcentaje de los CTCs superior a su cuota de mercado estará interesado en que la casación de las ofertas presentadas en el mercado mayorista produzca precios bajos, mientras que un productor que se encuentre en la situación contraria procurará que los precios suban. No obstante, estos incentivos se pueden haber alterado como consecuencia de la modificación de la forma de pago, así que será necesario seguir examinando la conducta de las empresas beneficiarias para tratar de averiguar cómo se ve condicionada por la existencia de una compensación destinada a cubrir los costes varados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ariño, G. (1997): "El mercado eléctrico y los Costes de Transición a la Competencia", *Economía Industrial*, n° 316, págs. 93-108.
- Baumol, W. J.; Joskow, P. L. y Kahn, A. E. (1994): *The challenge for federal and state regulators: Transition from regulation to efficient competition in electric power*", Edison Electric Institute, Washington.
- Baumol, W. J. y Sidak, J. G. (1995): "Stranded costs", *Harvard Journal of Law and Public Policy*, vol. 18, n° 3, págs. 835-849.
- Baxter, Lester W. (1995): *Different approaches to estimating transition costs in the electric utility industry*, ORNL/CON-423, Oak Ridge Nation Laboratory.
- Brennan, T. J.; Palmer, K. L.; Kopp, R. J.; Stagliano, V. y Burtraw, D. (1996): *A shock to the system: Restructuring America's electricity industry*, Resources for the future, Washington D.C.
- Brennan, T. J. y Boyd, J. (1997): "Stranded Costs, Takings, and the Law and Economics of Implicit Contracts", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 11, págs. 41-54.
- CNSE (1997): *Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998*, Referencia: I 020/97, Madrid.

- CNSE (1998a): *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*, Referencia: I 042/98, Madrid.
- CNSE (1998b): *Sobre la modificación de la ley 54/1997 por la que se conceden derechos a cinco empresas eléctricas por valor de 1'3 billones de pesetas no determinados en la legislación vigente*. Referencia: I 044/98, Madrid.
- ENHER (1999): *Informe Anual de 1998*, ENHER, Barcelona.
- FECSA (1999): *Informe Anual de 1998*, FECSA, Barcelona.
- Joskow, P. L. (1996): "Does stranded cost recovery distort competition?", *The Electricity Journal*, abril, págs. 31-45.
- Hirst, E.; Baxter, Lester y Hadley, Stan (1997): "Transition costs: estimation, sensitivities, and recovery", *Resource and Energy Economics*, vol. 19, nº 1-2, págs. 29-46.
- IBERDROLA (1998): *Informe Anual de 1997*, IBERDROLA, Madrid.
- Landa, A. (1993): "La regulación eléctrica en España: pool y compensaciones", *Información Comercial Española, Revista de Economía*, nº 723, noviembre, págs. 87-97.
- Lasheras, M. A. (1996): "Costes asociados a la reestructuración del sistema eléctrico: los costes varados", *Hacienda Pública Española*, nº 139, págs. 79-90.
- Lasheras, M. A. (1998): *Stranded costs in the Spanish electricity industry*, Madrid, CNSE, (Disponible en <http://www.cne.es>).
- Lasheras, M. A. (1999): *La regulación económica de los servicios públicos*, Editorial Ariel, Barcelona.
- Navarro, P. (1996): "Electric Utilities: The Argument for a Radical Deregulation", *Harvard Business Review*, vol. 74, nº 1, enero-febrero, págs. 112-125.
- REE (1999): *Operación del Sistema Eléctrico, Avance del Informe 1998*, REE, Madrid.
- Rodríguez, L. y Castro, F. (1994): "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?", en *Cuadernos Económicos de ICE*, vol. 57, nº 2, págs. 161-183.
- Rojas, A. (1993): "La ley del sector eléctrico, un nuevo modelo", *Economistas*, nº 55, págs. 303-308.
- Stelzer, I. M. (1994): "What happens when the rules are changed and the plug is pulled on electric utilities?", *The American Enterprise*, noviembre-diciembre, págs. 76-84.

Studness, C. M. (1995): "The flawed case for stranded cost recovery", *Public Utilities Fortnightly*, 1 de febrero, págs. 38-40.

UNESA (1996): *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional*, Disponible en la página web de UNESA (<http://www.unesa.es>).

UNESA (1997): *Evolución económico-financiera del sector eléctrico, 1988-1995*, Unidad Eléctrica, S.A., Madrid.

UNESA (1998a): *Memoria Estadística Eléctrica, 1997*, Unidad Eléctrica, S.A., Madrid.

UNESA (1998b): *Acuerdo Miner-Sector Eléctrico*, Unidad Eléctrica, S.A., Madrid.

UNESA (1999): *Los Costes de Transición a la Competencia*, Unidad Eléctrica, S.A., Madrid.

ABSTRACT

In this work we analyse the procedures that have been used to determine the amount to be perceived by the Spanish producers of electricity as a compensation for the changes to a competitive environment. After a brief introduction, where the main changes derived from the new Law of Electric Sector are reviewed, we examine the issue from a theoretical point of view. Then, we describe the procedures used to calculate the economic compensation and explain how the way the firms are going to perceive the funds affects the total amount involved. Finally, the two methods are examined to contrast the validity of the hypothesis and their impact on result's variability.

Key words: liberalisation, regulatory reform, electricity industry, stranded costs.