

LA LIBERALIZACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS: UN ESTUDIO COMPARADO⁺

Pedro CALERO PÉREZ.
Departamento de Economía Aplicada
Universidad de Salamanca

RESUMEN:

Los costes de transición a la competencia (CTC) se han constituido en piedra angular del proceso de liberalización del sector eléctrico en la mayoría de los países en los que se ha llevado a cabo. Si bien la participación de todos los colectivos afectados por la misma es común en la mayoría de los casos, en nuestro país, ha sido la negociación del gobierno con las empresas eléctricas agrupadas en UNESA, la que ha determinado las líneas maestras del proceso, dejando fuera a consumidores y Comunidades Autónomas. Las consecuencias que de este hecho cabe esperar son, por un lado el mantenimiento de niveles de precios elevados (frente a un potencial descenso de la tarifa eléctrica de un 8%, este año solamente lo hará en un 3,6%) Por otra parte, la remodelación del parque de generación eléctrica derivado del cambio regulatorio tendrá importantes consecuencias sobre un sector tan importante para economías como la de Castilla y León.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años se han producido en los países de nuestro entorno, cambios sustanciales en las pautas que rigen los modelos de regulación pública asociados al sector eléctrico. De esta forma, hemos pasado de un contexto dominado por la consideración del suministro eléctrico como “servicio público”, a otro en el que predomina la introducción de elementos competitivos. Estos cambios deben terminar con dos aspectos básicos en el funcionamiento pasado del sector: La fijación pública de los precios del servicio, y en otros, la intervención pública directa como productor.

Las razones que justificaban la actitud mantenida en el pasado, se debían principalmente a la consideración de las actividades asociadas con la producción eléctrica como monopolio natural junto a la imposibilidad práctica de almacenamiento efectivo de la energía eléctrica. Tanto el desarrollo tecnológico, que abre la posibilidad de operar con instalaciones de generación de pequeño tamaño, perfectamente competitivas, como el mantenimiento de las características de monopolio natural para las actividades de

transporte y distribución, provocan que la introducción de elementos competitivos en los mercados objeto de liberalización, (generación y comercialización) deba hacerse bajo unas determinadas reglas o normas para que se pueda alcanzar una competencia efectiva. Este conjunto de normas abarca aspectos tan dispares como la liberalización de los mercados de materias primas energéticas, la determinación de un periodo transitorio que permita a las empresas y agentes que actúan en los mercados, adaptarse a la nueva situación de competencia, o la indemnización a las empresas generadoras de aquellas inversiones realizadas en el marco de un sistema de tarifa regulada, y que el nuevo marco competitivo no remunere de forma suficiente.

Si bien parece unánime el consenso sobre lo acertado de la dirección a tomar, no todos coinciden en el momento ni la forma en que este proceso de *reestructuración*, ha de llevarse a cabo. Sin duda, los distintos puntos de partida desde los que inician la reforma las distintas agencias reguladoras, influyen de manera decisiva tanto en aspectos temporales o de calendario, como en otras cuestiones de diseño de las reformas, con gran trascendencia económica.

Nuestra aproximación al tema, pasa en un primer lugar por tratar las causas que justifican el cambio de paradigma, desde modelos basados en la regulación a otros de corte competitivo. A continuación, trataremos de exponer de manera breve, cuales son los diferentes contextos de regulación desde los que distintos países afrontan la reestructuración del sector. Por último, pasaremos a estudiar la transición a la competencia, entendida ésta desde una doble perspectiva, por un lado temporal, (la necesidad de que las empresas que operan el sector dispongan de tiempo suficiente para adaptarse a los cambios que el nuevo marco regulador origina); y por otro económica, entendida esta última como la necesidad de permitir la recuperación económica de inversiones realizadas en un contexto diferente y que según la nueva regulación pueden no ser retribuidas de manera suficiente e incluso, ocasionar graves quebrantos financieros.

2. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA DE LOS DISTINTOS MODELOS DE REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La teoría de la regulación es relativamente reciente en la bibliografía económica. La creciente complejidad de las relaciones económicas, el avance de la investigación en economía y el auge de teorías que evidenciaban las ventajas de lo público, frente a incapacidad del sector privado para alcanzar soluciones eficientes en presencia de determinados supuestos, se traduce en una creciente presencia del sector público en la economía que se realizará básicamente a través de dos herramientas: La intervención pública directa o la fijación de normas coercitivas para el sector privado sobre la manera de llevar a cabo las distintas etapas del proceso productivo. El primer camino conduce al crecimiento de la empresa pública y la participación del Estado en determinadas sectores, mientras que la segunda da lugar a lo que conocemos como *regulación industrial*.

Sin duda, uno de los campos donde la regulación pública ha encontrado mayor justificación, ha sido en el de los monopolios naturales. La realización de las actividades vinculadas con la producción y suministro energético necesitan del mantenimiento de un volumen muy importante de inmovilizado, que justificaría la realización de dichas actividades en régimen de monopolio. Frente al inconveniente que puede suponer la actuación del empresario monopolista, cuyo comportamiento a la hora de maximizar tiende a incurrir en pérdidas de eficiencia, el sector público puede intervenir mediante la fijación de normas objetivas para intentar alcanzar determinados resultados (que no siempre han de asimilarse con el logro del precio competitivo).

Los problemas que plantea la regulación como generadora de incentivos perversos en el comportamiento de la industria, también han sido ampliamente tratados. Así, el trabajo de Averch y Johnson¹ pone de manifiesto los efectos de una regulación tendente a limitar la tasa de beneficios de los empresarios cuando actúan en entornos poco competitivos. En general, la bibliografía más extendida ha abordado tradicionalmente los problemas de la regulación de los monopolios desde el planteamiento de la teoría *principal-agente*, que cuenta con importantes desarrollos en los trabajos de Baumol, Panzar y Willig². Más reciente, es de interés también el trabajo de Laffont y Tirole³, que trata la relación entre los productores y la autoridad encargada de la regulación, como una relación *de tira y afloja* en la que el regulador trata de crear incentivos para conseguir resultados socialmente deseables. En todo caso, conseguir el ideal teórico de los mercados competitivos, la búsqueda de un precio igual al coste marginal, no ha sido ni el único, ni en ocasiones, el primer objetivo del regulador, para el que otros aspectos tales como los de influir en el mercado político de votos o la actuación de los grupos de presión⁴, han determinado en mayor medida el contenido de la regulación que los objetivos referidos al logro de mayores niveles de eficiencia.

Todos estos problemas, además de otros en los que no nos vamos a extender en este momento, como pueden ser la elección de *inputs* o los efectos distributivos⁵, han provocado un cambio sustancial en los paradigmas de la regulación, en favor de una menor presencia del sector público, así como de la progresiva introducción de mecanismos de mercado en aquellos sectores en los que resulta posible.

El primer problema a solventar cuando se habla de liberalización en el sector eléctrico, es la diversidad de las actividades que lo integran, y la necesidad de dar un trato diferenciado a cada una de ellas. Básicamente, podemos establecer cuatro grandes categorías de actividades dentro del sector eléctrico, las de generación, transporte, distribución y comercialización⁶. De ellas, son las de generación y comercialización las susceptibles de apertura a la competencia. Las actividades de transporte y distribución, por sus características de monopolio natural continuarán funcionando como actividades reguladas.

Esto no quiere decir que se renuncie a la introducción de elementos competitivos en dichas actividades. De nada serviría, como ha puesto continuamente de manifiesto la CNSE, liberalizar las actividades de generación y comercialización, si las actividades reguladas ejercen su poder de mercado para eliminar la competencia efectiva en el sector. Por lo tanto, las actividades no liberalizadas deberán cumplir una serie de requisitos que garanticen la competencia efectiva. Entre estos, destaca sobre los demás la separación de actividades.

3. LOS MODELOS DE REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Cuando se habla de cambio de paradigma regulatorio en el sector eléctrico, es muy frecuente encontrarse ante un término como el de “reestructuración”, cuyo contenido va mucho más allá de la mera liberalización o cambio normativo. La razón es que, de nada sirve modificar la regulación existente, eliminando todo tipo de trabas legales a la libre competencia, si no existe un número suficiente de empresas que compitan entre sí dentro del mercado. Resulta muy difícil dar una cifra sobre el número de empresas necesarias para que exista competencia dentro de un sector. Ni tan siquiera dentro de un mismo sector, podemos establecer un referente válido para la comparación internacional, y ello es debido a la existencia de diferentes tradiciones competitivas. La misma actividad se ha realizado en distintos países utilizando técnicas y estructuras empresariales y competitivas diferentes. Tampoco existe unanimidad a la hora de optar por un índice que sea generalmente aceptado. En este caso, suele ser el índice HH el más empleado a la hora de valorar la concentración del sector eléctrico. Los valores que debe tomar el índice para que podamos considerar que se está en presencia de una estructura empresarial que garantiza la competencia tampoco son unívocos. Estos valores pueden oscilar entre países, así, el 0,1 sería el límite superior que el regulador británico (OFFER) considera admisible para que exista competencia⁷. Este límite es superado con creces en nuestro país, donde el índice toma valores en torno a 0,25, pudiendo llegar a valores extremos de 0,37 si agrupamos como una única empresa los activos en posesión del estado⁸.

No todos los países (o circunscripciones territoriales con competencias en el sector eléctrico) han iniciado sus procesos de liberalización o reestructuración partiendo de unas mismas condiciones de partida. De forma muy esquemática, vamos a presentar cuales son estas condiciones, para, a continuación, tratar de ofrecer una sistematización de las pautas seguidas en la transformación del sector.

a) Atendiendo a la propiedad de las instalaciones de generación.

i) Totalmente pública:

Cuando se inicia un proceso de reestructuración partiendo de la propiedad pública de las instalaciones de producción, la principal característica reside en que el regulador no tiene que preocuparse en la generación de incentivos para alcanzar un grado de concentración óptimo. En este caso, el regulador puede

elegir el grado de concentración deseado mediante la venta de las instalaciones de generación a un número adecuado de agentes. Tampoco necesita del cálculo o pago de ningún tipo de costes de transición a la competencia, ya que estos costes son reflejados de forma exacta por el mercado en el momento de proceder a la desinversión de los activos por parte del sector público. Estos modelos suelen corresponder a sistemas en los que el estado central ha asumido un mayor protagonismo frente a entidades subcentrales⁹. Ejemplos representativos de este tipo de modelos son los casos de Argentina, Chile o Irlanda del Norte.

ii) Totalmente privada.

Este tipo de estructura de la propiedad se corresponde con el imperante en la práctica totalidad de los estados de Norteamérica. Una característica de los procesos de liberalización es el carácter consensuado de los mismos, con la implicación de todos los afectados en el cambio. En todos estos casos ha existido un importante debate sobre el pago de los costes de transición a la competencia, costes varados o costes hundidos, sin que se haya llegado a una posición común sobre los mismos. Existen modelos que no reconocen ninguna obligación de pago, en tanto que otros aceptan que estos costes sean compartidos entre consumidores y empresas o incluso hacen a los consumidores o al sector público íntegramente responsables de los mismos. En cualquier caso, el pago de los costes de transición se vincula al cumplimiento de las obligaciones que en materia de desinversión imponga el regulador a las empresas. Ejemplos de este tipo de procesos serían los seguidos por los estados de California, Nueva Jersey, Maine, Nueva York o Rhode Island, por citar algunos ejemplos.

iii) Estructura mixta de la propiedad

En estos casos, coinciden actuando en el sector eléctrico empresas de titularidad pública y privada. La primera característica de estos procesos es la necesidad de que el estado se desprenda de su participación en el sector, lo que origina dos peculiaridades al proceso. La primera de ellas es que el sector público tiene cierta capacidad para influir sobre el grado de concentración empresarial, dependiendo de la forma en que se desprenda de su participación en el sector¹⁰. Por otra parte, la valoración que el mercado hace de estas empresas es una interesante fuente de información sobre los costes del proceso de transición a la competencia. Esta es la situación de partida en nuestro país, en Alemania y en algunos países nórdicos.

b) Atendiendo a la procedencia de la regulación:

iv) Nacional

El primer referente básico lo constituye la regulación que realizan los estados nacionales, que ven en este sector un elevado componente estratégico y en la que predominan valores como la garantía del suministro, la reducción del

grado de dependencia exterior, así como los importantes efectos de arrastre como *input* básico de la mayoría de los procesos.

v) Regional.

El aprovechamiento de las economías de escala tendía a la atribución de zonas exclusivas, que en los países con mayores niveles de descentralización coincidían con la región (o estado federal de más correcta) o eran atribuidas por ésta. En ocasiones, la intervención podía ser directa por medio de empresas de titularidad regional. El mayor o menor protagonismo de los niveles de gobierno subcentrales en la realización de actividades eléctricas en el pasado, condiciona su protagonismo actual

vi) Local.

Puesto que las redes de distribución se establecen en las vías públicas, los entes locales también asumen competencias en el sector eléctrico. Incluso en países como Alemania, existen empresas públicas de ámbito local dedicadas a la generación, distribución y comercialización eléctrica, dentro del ámbito de su propio municipio.

vii) Supranacional.

El logro de una efectivos niveles de competencia en los mercados, exige la consideración de marcos de actuación que van más allá de los países. Las normas que rigen su actuación deben ser las mismas para todos, por lo tanto organismos reguladores independientes deberán velar por el funcionamiento de estos mercados. Este es el caso del mercado nórdico de electricidad (Suecia, Noruega, Finlandia y Dinamarca) o la normativa comunitaria para la consecución del futuro mercado europeo de la electricidad.

4. LOS COSTES DE LA TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA

Como hemos visto anteriormente, la situación desde la que parten los distintos países condiciona en gran medida el proceso de transformación en el sector. Un proceso que por su magnitud, y por el cambio que supone frente a la situación anterior, requiere una ejecución que no pongan en peligro la estabilidad económico-financiera del sector.

Dos son las claves en las que descansan los procesos de transición, que en el contexto internacional se han dado de forma simultánea o excluyente según los casos:

La primera de ellas hace referencia a la aprobación de un calendario que regula las posibilidades de acceso de los distintos consumidores de electricidad al mercado. Así, en un primer momento, solamente aquellos consumidores que han recibido la calificación de *cualificados* (utilizamos la expresión que se ha empleado en el desarrollo normativo en nuestro país) tienen acceso al mercado, permaneciendo el resto de clientes sometidos a la tarifa legalmente aprobada.

En la mayoría de los países (y el nuestro no es una excepción) la duración de este periodo transitorio, hasta que todos los consumidores de energía eléctrica puedan elegir

libremente suministrador, ha sido considerado excesivo para unos y acelerado para otros, parece sensato reconocer la necesidad de un periodo de adaptación progresivo al nuevo entorno de mercado. También parece razonable pensar que ese periodo de adaptación puede depender del hecho de que se paguen a los agentes (en este caso las empresas eléctricas) los denominados *costes de transición a la competencia* (CTC)¹¹ y en los que nos detendremos a continuación¹².

a) El concepto de costes de transición a la competencia

Técnicamente los costes de transición a la competencia se pueden definir como la diferencia entre el valor neto de las instalaciones eléctricas y el de los ingresos a obtener en el mercado por la venta de electricidad producida por dichas instalaciones¹³. En otras palabras, es la diferencia entre el valor de las inversiones realizadas al amparo de una regulación que garantizaba a las empresas el cobro de una remuneración igual al coste medio o costes reconocidos por instalación, frente al mecanismo de mercado que retribuye a las empresas eléctricas con unos ingresos iguales al coste marginal del sistema. Por lo tanto, una característica de estos costes es la incertidumbre que en cualquier contexto existe sobre la cuantía de estos costes, ya que dependerán entre otros muchos factores, del precio que tenga en el futuro la energía eléctrica, de la evolución de la demanda de la misma, de los tipos de interés, etc.

Las causas de aparición de los CTC son múltiples, y no todas actúan con la misma intensidad, dependiendo de los países. Esencialmente se relacionan con el comportamiento de los compradores y pueden ser de tres tipos. En primer lugar, debido a los cambios en la regulación los compradores de energía pueden cambiar de proveedor. En segundo lugar, por el aumento en el número de autogeneradores o de nuevos oferentes en general, la demanda a las empresas disminuye; por último, los cambios en la localización física de los demandantes, no pueden ser ahora repercutidos sobre el resto de los consumidores. Las soluciones o mecanismos a la hora de afrontar los *stranded cost*, que podemos encontrar en la bibliografía o en los distintos organismos reguladores son principalmente los siguientes:

- **Mecanismo de mercado:** En este caso se reconoce la existencia de costes de transición a la competencia de la naturaleza tratada, y se concede un especial protagonismo al mercado. La solución pasa por la venta o transmisión en el mercado de los activos o empresas. En este caso, la diferencia entre el valor contable de los activos y el precio de mercado, constituyen los costes de transición a la competencia. Este mecanismo es propio de aquellas situaciones en las que o bien, la titularidad de las empresas eléctricas es estatal, o la norma que regula el tránsito a la competencia, establece la obligación de desinversión de los activos a las empresas. Entre los inconvenientes de este tipo de medidas, se encuentra el hecho de que dependen de la existencia de mercados de este tipo de activos, que funcionen de forma correcta. Asimismo, en caso de que los consumidores paguen los costes de transición estos no deben subrogarse ni total, ni parcialmente, ya que introducirían distorsiones en el

precio. Pese a todo, la solución de la valoración por medio del mercado, es la que genera un menor grado de incertidumbre sobre el montante de los costes de transición.

- **Mecanismos extra-mercado:** De lo que se trata en estos casos es de realizar una extrapolación del valor que tendrían estos activos en el mercado sin pasar a través del mismo. Si bien, como cualquier otra estimación, la que se realice de los costes de transición, no es única, ya que existen distintas técnicas que ofrecen diferentes resultados, todos ellos con algún grado de arbitrariedad. Sin embargo, ofrece la ventaja de que puede ser revisada a medida que la información disponible es más exacta.

En cualquier caso, y como rasgo esencial, debemos subrayar otra vez la incertidumbre. Resulta imposible determinar a priori cual va a ser el importe exacto de los costes de transición a la competencia, debido a que los mismos dependen de variables cuyo cambio futuro no se puede conocer con exactitud, entre ellas el desarrollo tecnológico, el precio futuro de la electricidad, la evolución de los tipos de interés, la demanda, la producción de los autogeneradores, etc. que hace de cualquier intento de fijación de los mismos a priori un esfuerzo inútil.

b) El pago de los costes de transición a la competencia

Si bien la determinación de su importe constituye un aspecto clave, sin duda, el aspecto más importante viene dado por la determinación del sujeto pasivo de estos costes, o dicho de otro modo, si los costes de transición a la competencia deben ser pagados por los consumidores, las empresas eléctricas o ambos.

Desde el punto de vista de las empresas, resulta procedente la recuperación por parte de las mismas de la totalidad de los costes de transición. Cuando aceptaron la realización de un servicio en un determinado territorio, se comprometieron al desarrollo de la infraestructura necesaria para la provisión a la totalidad de los ciudadanos y ha sido en función de este compromiso de servicio universal y no de la maximización de beneficios, como se adoptaron las decisiones de inversión, en el contexto de una regulación que garantizaba la recuperación de las inversiones realizadas. Caso de no seguirse este criterio, las consecuencias previsibles son la pérdida de atractivo del sector para los inversores, un descenso generalizado del empleo en el mismo, e incluso la quiebra de las empresas¹⁴.

Por otra parte, desde el punto de vista de los consumidores se argumenta que el cambio en el entorno normativo constituye uno más de los riesgos a los que todas las inversiones están sometidas, y por lo tanto, no existe justificación para dejar de beneficiarse de tarifas eléctricas más bajas a corto plazo. Sólo se admitiría la existencia de algún tipo de compensación, siempre de una parte, nunca del total de los *stranded cost*, en el caso de que se demostrase de manera fehaciente, que se incurriría en una

situación de quiebra del conjunto del sistema ante la imposibilidad de recuperar los mismos.

Frente a estos supuestos extremos, la postura más aceptada es la de permitir a las empresas la recuperación de una parte de los costes de transición, no de la totalidad, condicionando la recepción de esta compensación al cumplimiento de unos requisitos distintos en cada caso. Así han actuado la mayoría de las comisiones reguladoras en los Estados Unidos. Se trata, por tanto, del derecho a una recuperación parcial, o de lo que ha venido a denominarse, la parte “no mitigable” de los costes de transición. Por lo tanto, factores como cambios en la demanda, crecimiento de la producción por parte de los autogeneradores, o los contratos de adquisición de energía eléctrica a productores independientes, no deberían formar parte de los costes de transición. Además, el pago de la totalidad de los costes hace inocuo para las empresas el paso a la competencia, perdiéndose de esta forma cualquier incentivo para reducir costes¹⁵ (parte mitigable) y puede aumentar a su vez la capacidad de las mismas para el establecimiento de mayores barreras de entrada a los mercados.

La segunda parte que contiene el pago de costes de transición a la competencia es que los mismos sólo tienen sentido si existen garantías de que el mercado se va a comportar ciertamente de manera competitiva. Se deben vincular pues, tal y como ha insistido en reiteradas ocasiones la CNSE, el pago de estas cantidades, a la aparición de competencia efectiva en el mercado. Ello implica que, por un lado, estas cantidades sólo pueden destinarse a la finalidad de liquidar las inversiones realizadas en el antiguo marco regulador, y que el número de empresas que actúan en el mercado debe ser suficiente para garantizar la competencia entre las mismas.

Dado que el proceso de incorporación de nuevas empresas generadoras al mercado se va realizando lenta y paulatinamente en la mayoría de los casos, la única forma de garantizar la aparición de competencia efectiva, pasa por la venta de los activos por parte de los productores implantados en el mercado. A este proceso se le conoce como *desinversión* y se ha configurado en muchos estados americanos como condición indispensable para poder acceder al cobro de los CTC.

En cualquier caso, la problemática en torno al “cuánto y cuándo” se debe pagar en concepto de costes de transición, resulta determinante a la hora de estudiar los efectos que los procesos de reestructuración tendrán sobre los distintos agentes (consumidores y productores) implicados en los mismos. Costes de transición elevados garantizan la estabilidad económica financiera de las empresas, pero impiden que los consumidores (familias y empresarios) accedan de forma inmediata a las ventajas que en forma de menores precios de la energía se derivan del mercado. Esta es la causa de que, en la mayoría de los casos, los procesos de transición sean el fruto de procesos de negociación abiertos, en los que todas las partes afectadas ha podido manifestar su opinión, y obtener contrapartidas a cambio de las cesiones realizadas¹⁶. Como veremos, la situación en España, se separa de la experiencia internacional, para adentrarse en la senda de acuerdos

bilaterales entre Estado y empresas eléctricas, dejando fuera a todas las demás partes implicadas¹⁷.

c) El tratamiento de los costes de transición en la normativa eléctrica nacional.

El punto de partida para la determinación de los CTC en nuestro país, lo constituye el protocolo firmado por las empresas eléctricas de UNESA y el MINER en diciembre del 96. En el mismo se establece el importe máximo del valor de los CTC en 1.988.561 millones de pesetas. La técnica empleada para su cálculo, como estimación de un valor futuro a priori no conocido, es tan válida y tan susceptible de crítica como cualquier otra que se hubiera podido emplear. En cualquier caso, dichos importes deberán revisarse en función de las circunstancias económicas¹⁸. Básicamente, dependiendo de la evolución de los tipos de interés, de la demanda de electricidad, de los costes variables del llamado parque de sustitución, etc.

Los conceptos principales empleados para el cálculo de los CTC son el del precio medio de mercado que se obtendría por medio de la supuesta sustitución del parque de generación actual por la tecnología más eficiente conocida, que estaría compuesta por plantas de carbón importado y unidades de ciclo combinado de gas al 50%. Este parque teórico arroja un precio medio de 6 ptas. kw/h. Con estos datos y la antigüedad media de la planta de explotación se calcula su valoración, que se ha cifrado en 1.377.231 millones. Dicho de otra forma, este sería el valor actual neto que obtendría por la venta de energía en el mercado el parque a sustituir, para el que consideramos una vida residual media de 5,9. La consideración de una vida residual mayor o mayores expectativas de crecimiento de la demanda modificarían este valor al alza.

A continuación partimos del valor neto contable del parque de generación actual que se estima en 3.006.437 millones a los que se descuenta el valor a recuperar por el mercado lo que arroja un importe de 1.629.206 millones en concepto de costes de transición a los que habría que sumar el coste asociado al stock de carbón nacional para alcanzarla *cifra máxima* de 1.988.561.

Si bien este cálculo no ha tenido en consideración, como ha puesto de manifiesto la CSNE¹⁹, una serie de variables como la evolución de la producción de autogeneradores, crecimiento de la demanda, distintos escenarios para la vida útil residual de los equipos generadores, el valor obtenido para los CTC es un valor máximo, que puede y debe variar, según varíen las circunstancias, pudiendo llegar en los supuestos más extremos, a adoptar valores negativos, tal y como ha mostrado la CNSE²⁰ mediante diversos ejercicios de simulación.

En cualquier caso, para que exista alguna obligación de los consumidores hacia las empresas, el primer paso que debe cumplirse es la aparición de competencia efectiva en los mercados. Competencia que exige la existencia de multitud de productores y compradores y que no se corresponde con la situación actual del mercado. Solamente una

empresa, la empresa Ford, además de las mismas empresas eléctricas concurren hoy al mercado para comprar energía y el porcentaje de la demanda que se adquiere en el mismo sigue siendo mínimo. Si a esto le unimos la elevada concentración que presenta el mercado de generación, el panorama que presenta el sector eléctrico español dista bastante de poder considerarse como competitivo²¹. Digamos que las empresas eléctricas pretenden garantizarse el cobro frente a los consumidores de un viaje hacia la competencia, del que no tenemos ninguna certeza, lo más algún indicio, de que lo vayan a realizar.

Lo dicho anteriormente, presenta la cuestión de la llamada titulización de los CTC que supone el cambio de unas expectativas por unos derechos, todo ello sin que se haya introducido previamente niveles de competencia aceptables en el mercado eléctrico español, y sin que la concesión de este derecho suponga para las empresas receptoras obligaciones concretas de actuación para facilitar la aparición de competencia, en la forma más comúnmente empleada para ello, como es la obligación de venta de activos. Una vez en posesión de los derechos, nada impedirá que los ingresos que las empresas obtengan de esta titulización sean empleados para reforzar aun más las barreras de entrada existentes en el sector, reduciendo la competencia y manteniendo niveles de precios altos, con lo que los consumidores pagaran por partida doble, en forma de costes de transición y de tarifas más altas a las empresas eléctricas.

5. EL PAPEL DE LAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN LA TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA.

Tradicionalmente en nuestro país, las cuestiones básicas que afectaban a los sectores productivos estratégicos, y el eléctrico se encuentra entre ellos, (la referente al establecimiento de precios y áreas de distribución de electricidad) se consideraba competencia exclusiva del estado, dejando escaso margen de actuación a otros niveles de gobierno. La consolidación del estado autonómico trajo consigo la atribución de mayores competencias a la Comunidades en la regulación del sector eléctrico. Concretamente en el momento actual, el tenor de la ley 54/1997 en su artículo 3.3º le otorga potestades en el desarrollo reglamentario y la ejecución. Además, tienen la potestad para conceder autorización de instalaciones, siempre que su ámbito de actuación no exceda el de la Comunidad Autónoma. Por último, también se les atribuyen funciones inspectoras y sancionadoras.

El artículo 7 de la ley 40/1994 de 30 de diciembre de ordenación del sistema eléctrico nacional (LOSEN) contempla la participación de las Comunidades Autónomas en el Consejo Consultivo, órgano con funciones de consulta que en determinados supuestos resulta preceptiva.

Por lo tanto, un primer rasgo de diferenciación en el distinto protagonismo que los gobiernos subcentrales de países de nuestro entorno, como pueda ser Alemania, o los

supuestos de Estados Unidos, Canadá, o Australia, han tenido en los procesos de transformación del sector eléctrico.

Esta circunstancia podría en principio inducir a pensar que el conceder mayor protagonismo a las CCAA en los procesos de negociación de los CTC no aportaría resultados significativos, mientras que añadiría complejidad a los procesos de negociación. A diferencia de otros países, los niveles de gobierno subcentrales no actuaban de forma directa en los mercados de generación y distribución eléctricos, con lo que podría explicarse la atribución de niveles de protagonismo inferiores a otros países. Si bien la CNSE puso sobradamente de manifiesto su opinión sobre el carácter y tipo de negociación que sustenta la gestación del Protocolo²², la participación de las Comunidades Autónomas, hubiera resultado importante para el planteamiento, entre otras, de las siguientes cuestiones:

i) Consideraciones de tipo distributivo:

Una de las causas de la existencia de costes varados en los procesos liberalización, tiene que ver con el aumento de la movilidad de los consumidores a la hora de elegir suministrador²³. Debido a la existencia de subsidios cruzados y de que sean tradicionalmente los consumidores domésticos los que tengan que soportan el coste del exceso de capacidad²⁴. Por lo tanto el impacto distributivo que tendrán los nuevos precios de la energía dependerá en gran medida de la evolución de los precios relativos por empleos, industrial, comercial y doméstico, y del peso de cada grupo en el consumo total.

ii) Los procesos de reconversión industrial en el sector.

A la hora de calcular el importe de los costes de transición a la competencia, los cálculos se basaban en el coste de generación de un parque compuesto al 50% por centrales de carbón importado y centrales de ciclo combinado de gas. Si bien se ha recogido el coste económico para las empresas de la sustitución de esas centrales, la nueva tecnología puede buscar emplazamientos más rentables que ocasiones un coste social a aquellas comunidades, como es el caso de Castilla y León, con balance positivo en los intercambios de energía.

6. CONCLUSIÓN

A diferencia de los procesos de liberalización llevados a cabo en otros sectores (como por ejemplo las telecomunicaciones) en el sector eléctrico se contempla la posibilidad de compensar económicamente a las empresas establecidas, por los quebrantos económicos que pudieran derivar de tal proceso. A pensar de lo excepcional del hecho, el que se contemple, para casos excepcionales, de los que se pudiera derivar situaciones de quiebra, tal y como se ha hecho en diversos estados americanos, como Nueva Jersey o Maine, puede llegar a aceptarse.

Los que resulta mucho más discutible es que directamente se garanticen al sector unos derechos, sin que en ese proceso hayan participado todos los implicados (consumidores y Comunidades Autónomas) que tendrán que soportar los costes de toda índole que se derivan del retraso que la aparición de una verdadera competencia. Sería deseable, por ello, acelerar la puesta en práctica de las medidas liberalizadoras, procurando la participación de todos los agentes afectados por el proceso liberalizador que ganará en eficacia si se lleva a cabo en un entorno de transparencia.

NOTAS:

- * Agradecemos la financiación proporcionada por los proyectos de investigación CICYT SEC 97-1455 y JCyL Sa 68/96.
- ¹ Averch, H y Johnson, L “ The behavior of the firm under regulatory constraint.” *American Economic Review* 52 (1962) pp. 1053-1069.
 - ² Baumol, W., Panzar, J., y Willig, R. “Contestable Market and the Theory of the Industry Structure” Nueva York; Harcourt Brace Javanovich, 1982.
 - ³ Laffont, J y Tirole, J: “A Theory of Incentives in Procurement and Regulation” Cambridge, Mass; MIT Press, 1993.
 - ⁴ El empleo de carbón nacional para la producción de energía térmica, o la localización de los centros de producción de electricidad, alejados de los centros de mayor consumo constituyen buenos ejemplos de regulación con objetivos múltiples.
 - ⁵ Joskow P, y Rose N: “The effect of the Economic Regulation” *Handbook of Industrial Organization II* ed. Schmalensee y Willig, Amsterdam 1989.
 - ⁶ Aunque sencillo, este esquema de cuatro actividades básicas es asumido con bastante generalidad, podemos encontrar una división más precisa en el trabajo de Pérez Arriaga “Visión global del cambio en la regulación” (pag. 4). Documento de trabajo 003/98 elaborado en mayo de 1998 para CNSE y la revista “Anales de Mecánica y Electricidad” en su número 316.
 - ⁷ Holmes, A “The electricity in Europa: Opening the markets” *The electricity Handbook*
 - ⁸ Para una mayor profundización sobre la concentración del sector eléctrico en nuestro país ver el “Informe sobre las consecuencias que las diferentes formas de venta de las participaciones del Estado en las empresas eléctricas pueden tener en el precio de la energía en España en los próximos años” Elaborado por el Consejo de Administración de la CNSE, 11 de junio de 1996, ref. p005/96 y el trabajo de Carlos Ocaña y Arturo Romero “ Una simulación del funcionamiento del pool de energía eléctrica en España” Elaborado para CNSE, febrero 1998.
 - ⁹ Con la peculiaridad del Reino Unido , como veremos más adelante
 - ¹⁰ vid nota 8
 - ¹¹ La abundante bibliografía existente sobre la cuestión habla en ocasiones de “stranded cost” o costes varados, “sunked cost” (costes hundidos) o simplemente “transition cost”, término este más general y abierto a la heterogeneidad de conceptos que se agrupan bajo esta denominación

- ¹² Véase para ello la “Propuesta de liberalización del sector eléctrico” elaborado por la CNSE en julio de 1998, así como el informe de esta misma comisión “Informe en el que se recomienda al gobierno que no acepte la solicitud de las empresas eléctricas de que el Estado les conceda derechos para la titulación de los costes de transición a la competencia que no están contemplados en la legislación vigente” de 28 de septiembre de 1998.
- ¹³ CNSE “Documentos sobre el proyecto de ley del sector eléctrico. Documento nº 3: la transición a la competencia y las empresas eléctricas.” 8 de julio de 1997.
- ¹⁴ New Jersey Board of Public Utilities (NJBPU) “Restructuring the electric Power Industry in New Jersey: Finding and Results” 30 de Abril de 1997.
- ¹⁵ NJBPU (1997) pag. 109
- ¹⁶ Así, en California, el pago de los costes de transición ha abierto la posibilidad de elección de suministrador o en el caso de New Jersey, Maine o Connecticut, donde los consumidores sólo se comprometen a cargar con una parte de los mismos, Rhode Island donde los clientes deberán pagar una cuota para finalizar el contrato de provisión y cambiar de suministrador.
- ¹⁷ Aunque el artículo 7 de la ley 54/1997 de 27 de noviembre del sector eléctrico recoge la participación de todos aquellos sectores directamente interesados en el funcionamiento del sector, dos de las decisiones más trascendentes para el futuro del mismo, como son la firma del protocolo para el establecimiento de una nueva regulación en el sistema eléctrico nacional de 11 de diciembre de 1996, y más recientemente, el acuerdo adoptado entre gobierno y empresas eléctricas para la titulación de más de un billón de pesetas correspondientes a los costes de transición a la competencia, se han realizado no sólo sin los contrapesos que la ley parece querer establecer en el Consejo Consultivo de la CNSE, sino con la oposición de dicha Comisión
- ¹⁸ Siempre y cuando no se proceda a la titulación de los importes, en cuyo caso se convertirían en una deuda líquida
- ¹⁹ CNSE: Documentos sobre el proyecto de ley del sector eléctrico: Documento nº 3 (nota 14)
- ²⁰ op. cit.
- ²¹ Distancia que incluso ha sido objeto de medición en varios trabajos que consideran que valores del índice HH superiores a 0,1 implica la ausencia de competencia efectiva en el sector: En nuestro país este índice ha pasado de valores en torno a 0,15 antes de la fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica Española, a valores en torno a 0,25 o incluso 0,35 si consideramos todas las participaciones del Estado como una única empresa.
- ²² CNSE, “Informe sobre el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional” 14 de enero de 1997. Consejo de Administración.
- ²³ Ver nota 13
- ²⁴ Gilber, J, Kahn, E y Newbery, D. “ Introducción: International comparisons of electricitu regulation”. Pag. 12 Cambridge University Press (1996).