

Los retos del regulador en la consolidación del proceso de liberalización del sector eléctrico

La conexión entre energía e industrialización es un hecho universal y bien documentado desde hace más de dos siglos, cuando la máquina de vapor que permitió convertir la energía calorífica del carbón en energía mecánica supuso un gran avance histórico.

En este sentido, el rasgo dominante de todo el siglo xx ha sido un intenso crecimiento de la demanda de energía, especialmente acusado en las décadas posteriores a la segunda guerra mundial, asociado al proceso de intenso crecimiento económico.

La humanidad consume en la actualidad cincuenta veces más energía que hace un siglo y este aumento de las necesidades energéticas plantea hoy nuevos problemas y exige reflexiones.

En el caso concreto del sector eléctrico, existen sin duda una serie de singularidades que condicionan las soluciones generales y que dan lugar a modelos específicos. La producción, transporte y distribución de las inversiones están condicionados por el volumen de las inversiones requeridas, por la existencia de monopolios naturales en determinadas fases de la actividad y por la necesidad de garantizar un servicio universal a precios razonables. Los conceptos de economías de escala, competencia y regulación requieren un especial tratamiento en el sector eléctrico, y evolucionan y se transforman a medida que los avances tecnológicos modifican la actividad eléctrica.

Dichas singularidades del sector eléctrico, y en general del sector energético, han ocasionado que tradicionalmente el sector haya tendido a conformarse según modelos de mercado no competitivos, lo que ha justificado durante largo tiempo una fuerte regulación estatal, cuando no la intervención directa del Estado a través de empresas de titularidad pública.

Los avances de la tecnología, la mayor capacidad de interconexión energética transfronteriza, así como la necesidad de avanzar hacia un mercado único de la energía, han puesto en cuestión anteriores principios de economía de escala en la industria eléctrica, traduciéndose en prácticamente la totalidad de países europeos en procesos de liberalización e incorporación de nuevos elementos de competencia.

Sin duda, las extendidas políticas de privatización y liberalización del sector energético que aspiran a conseguir una mayor competencia y eficiencia han producido y están produciendo una profunda transformación en los sistemas energéticos, donde los aspectos de regulación juegan un papel clave.

María Teresa Costa
*Presidenta de la Comisión Nacional de Energía,
Catedrática de Economía Aplicada,
Universidad de Barcelona*

El caso español no ha sido un caso aparte. La regulación vigente de la actividad eléctrica parte de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, posteriormente desarrollada por un conjunto de normas de menor rango, en la cual se establece que el marco regulatorio debe contribuir a la consecución del objetivo básico de hacer compatible la progresiva liberalización del mercado con la necesidad de garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y el menor coste posible del mismo.

Después de ocho años de funcionamiento del modelo normativo actual, es el momento de analizar el funcionamiento del mismo con el objetivo de consolidar el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico.

Si bien es cierto que el proceso de liberalización iniciado en enero de 1998 con la entrada en vigor de la Ley 54/1997 ha permitido poner en marcha un mercado de electricidad orientado a la competencia, a lo largo de todos estos últimos años se han identificado una serie de aspectos que requieren de una revisión en profundidad, muchos de ellos recogidos en el Libro Blanco (1) de Ignacio Pérez Arriaga.

Aspectos donde la Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, debe ser capaz de dar una respuesta desde un punto de vista regulatorio acorde con la relevancia económica de los mismos.

En este sentido, la Comisión Nacional de Energía, así como la mayoría de los reguladores de los otros mercados energéticos europeos liberalizados, se enfrenta actualmente a importantes retos, dentro de los cuales quisiera destacar los dos siguientes.

El primer tipo de retos se refiere a la *regulación económica del monopolio natural de electricidad*.

Los sectores energéticos requieren el tendido de redes de transporte y distribución para vehicular la energía desde los lugares de producción hasta los puntos de consumo. Estas infraestructuras tienen características de monopolio natural, puesto que presentan elevadas economías de escala en comparación con la dimensión del mercado, lo que a su vez implica que su desarrollo y operación es más eficiente bajo la propiedad de una única empresa.

Además, normalmente están configuradas por activos de muy larga duración, con importantes costes hundidos irrecuperables destinados a servir un muy amplio número de consumidores. Debido a este conjunto de factores, ni los mecanismos de competencia, ni los contratos de largo plazo entre una hipotética coalición de los consumido-

res y el titular monopolista de la infraestructura, representarían una solución viable o deseable desde una perspectiva de eficiencia económica.

En este contexto de fallos del mercado, la regulación es necesaria para establecer tanto los precios como las restantes condiciones de provisión de los servicios proporcionados por las empresas, con los objetivos fundamentales de replicar el resultado competitivo y salvaguardar la escala mínima eficiente empresarial.

La obtención de estos objetivos es una tarea compleja debido, en buena parte, a la fragilidad interna del propio *contrato regulatorio*, ya que las regulaciones (y los mandatos de los reguladores) tienen en general una duración temporal bastante corta en comparación con la vida útil de la mayoría de las infraestructuras necesarias para garantizar el suministro energético.

Este problema fue reconocido por los profesores Vickers y Yarrow en un artículo pionero de 1988 (2), como una cuestión de credibilidad temporal de los compromisos asumidos por los reguladores. Es decir, las empresas reguladas no tendrán incentivo alguno a invertir en activos fijos irreversibles y de larga duración si anticipan que el regulador acabará fijando precios iguales a los costes marginales, sin permitir la recuperación de los costes fijos que típicamente existen en estas industrias.

Para evitar este efecto negativo sobre el proceso de inversión, del que depende el mantenimiento de la calidad y seguridad del suministro, el regulador tiene el reto de establecer una reputación de buena regulación mediante criterios de remuneración de las instalaciones objetivos y coherentes con los principios de eficiencia y recuperación de costes, así como estables en el tiempo y previsibles por parte de los inversores.

Únicamente de esta manera conseguirá atraer el flujo de inversiones necesarias para la construcción de nueva capacidad y el mantenimiento adecuado de las infraestructuras existentes.

En la definición de los criterios que deben guiar la remuneración de las actividades reguladas, todos los reguladores se enfrenta inevitablemente al *trade-off* entre los objetivos de eficiencia asignativa y eficiencia productiva.

Es decir, si los precios se ajustan de forma suficiente a los costes, se incentiva la toma de decisiones eficientes por parte de los usuarios y se permite una asignación de recursos óptima. Si, por el contrario, los precios se fijan de forma independiente de los costes, se favorecen los ahorros en los mismos, es decir, la eficiencia productiva, que implica que las cantidades ofertadas por las

empresas se producen a mínimo coste, o que para un conjunto dado de factores productivos se maximiza la cantidad ofrecida. Así pues, toda fórmula de reconocimiento de ingresos refleja de alguna manera una combinación entre estos objetivos, como bien indicaron los profesores Laffont y Tirole en su importante contribución de 1993 a la teoría de la regulación (3).

Las primeras experiencias de regulación de los mercados de *utilities* se dieron en los Estados Unidos y se caracterizaron por esquemas retributivos de tipo *cost-plus*.

Se trataba de fórmulas de retribución que priorizaban la eficiencia asignativa, favoreciendo el ajuste frecuente de los precios a los costes de las empresas. El principal efecto negativo de este tipo de regulación, conocido en la literatura económica como el efecto *Averch-Johnson*, es que las empresas tenían escasos incentivos a reducir sus costes y podían incluso exagerarlos o inflarlos artificialmente para aumentar sus ingresos. Además, la regulación *cost-plus* tiene en principio el inconveniente de requerir un análisis detallado y frecuente de los costes de las empresas que permita la recuperación de los costes prudentemente incurridos.

Como respuesta a estos problemas, y en correspondencia con la primera ola de privatización y liberalización de las *utilities* entre finales de los años ochenta y principios de los noventa, se desarrolló la regulación por incentivos mediante las conocidas fórmulas de *price-cap* y *revenue-cap*. Sus primeras aplicaciones se observaron en Argentina, Chile e Inglaterra, y entre ellas destaca la aplicada a las empresas de distribución eléctrica de Inglaterra y Gales tras su privatización.

Sin embargo, el problema fundamental de estos mecanismos de retribución es que sólo proporcionan un incentivo de corto plazo a la eficiencia productiva y no contribuyen a estimular las elevadas inversiones en activos de larga duración que se requieren en los sectores energéticos. A este respecto encuentro especialmente incisiva la ilustración de este problema por parte del profesor Newbery: *¿Qué se necesitaría para persuadir a los inversores para que inmovilicen su dinero en un activo fijo que pueden no rentabilizarse durante muchos años? Los inversores necesitarían estar seguros de que tienen derecho a percibir la rentabilidad futura de este activo y de que esta rentabilidad es suficientemente atractiva.*

En los últimos años, este problema se ha materializado en muchos mercados liberalizados de nuestro entorno en importantes interrupciones

de suministro, directamente relacionadas con fallos en las redes de transporte y distribución, fallos en buena parte causados por la falta de inversión.

Concientes de estos problemas, los reguladores en Europa y Estados Unidos estamos trabajando en el gran reto de revisar la regulación basada en esquemas puros de *price-caps* y *revenue-caps* hacia esquemas más imaginativos, que incorporen una mayor relación con los costes reales de las empresas en la fase de revisión regulatoria, un mayor énfasis en el cálculo de las tasas de rentabilidad adecuada, mediante modelos financieros reconocidos y, sobre todo, unos incentivos explícitos a mejorar la calidad del servicio.

El segundo tipo de retos, ante el que nos encontramos, hace referencia a la *efectiva supervisión de la competencia en el mercado liberalizado de electricidad*.

La experiencia de los países que han liberalizado los mercados energéticos indica que las dinámicas de la demanda y de la oferta no siempre permiten alcanzar de forma espontánea los equilibrios competitivos, en que los precios reflejan costes y señalizan decisiones de inversión eficientes. Los fallos en los mecanismos de mercado pueden explicarse por numerosas circunstancias, y, entre ellas, cabe recordar tres características peculiares de los sectores energéticos.

En primer lugar, la actividad de generación eléctrica requiere inversiones elevadas y períodos largos de realización, haciendo que la entrada de nuevas empresas sea un proceso relativamente lento. Además, no existe la posibilidad de almacenamiento.

Todo esto hace que, en ausencia de un margen adecuado entre demanda y capacidad instalada, la posibilidad de respuesta de la oferta frente a conductas estratégicas de uno o más agentes sea limitada. En otras palabras, el precio puede ser muy vulnerable al poder de mercado.

En segundo lugar, existe una escasa elasticidad de la demanda al precio, al menos en el corto plazo, entre otras cosas porque los consumidores, en general, no observan las variaciones de precios en tiempo real. De hecho, el segmento de los grandes consumidores industriales, que disponen de equipos sofisticados de telemedida de la energía que consumen, tiende a ser generalmente el que está más sujeto a la competencia.

En tercer lugar, y como ha subrayado en varias ocasiones la Comisión Europea, el nivel de interconexión física entre distintos mercados nacionales o regionales en Europa es todavía insuficiente, lo cual limita el número de empresas que compiten de forma directa.

Estas tres razones contribuyen a enfatizar la necesidad de la supervisión regulatoria sobre la competencia en los mercados energéticos.

Las posibles consecuencias de prácticas anti-competitivas en estos mercados no incluyen únicamente el impacto sobre los consumidores de unos precios injustificadamente elevados, sino también el efecto que unas señales de precios sesgadas por el abuso del poder de mercado, que pueden consistir en precios demasiado elevados o demasiado reducidos para expulsar a los competidores o restringir la entrada, tendrían para la operación del sistema y el desarrollo de las inversiones en el medio y largo plazo.

Las tareas de supervisar, identificar y medir el abuso de poder de mercado son complejas para todos los reguladores en todos los mercados, y los mercados energéticos no constituyen una excepción.

El reto fundamental y común es el de separar el ejercicio de poder de mercado de las razones económicas legítimas que pueden subyacer a las alteraciones de precios o las operaciones de concentración, razones que pueden estar relacionadas con variaciones reales en los costes de producción, con la búsqueda de mejoras en los procesos productivos o con la oferta de nuevos servicios, entre otros motivos.

En los últimos años, este reto se ha intensificado notablemente en los mercados energéticos, debido al incremento en la competencia y a que esto ha dado lugar a un elevado número de concentraciones tanto horizontales como verticales en Europa y en el mundo en general.

En este contexto, el perfeccionamiento de las herramientas económicas para el análisis de la competencia constituye un claro imperativo para los reguladores. De hecho, uno de los grupos de trabajo más activos actualmente en el ámbito del Consejo de Reguladores Europeos de la Energía se está dedicando al estudio de los indicadores más apropiados para *medir la competencia, la eficiencia y la integración de los mercados de gas y electricidad*.

El análisis tradicional de la economía industrial, que tiene su origen en el paradigma clásico estructura-conducta-resultados y que todavía se emplea de forma muy extendida por los reguladores y los organismos de defensa de la competencia en todo el mundo, intenta aproximar el poder de mercado potencial mediante indicadores indirectos, basados en el grado de concentración de una determinada industria, como las cuotas de mercado o el Índice de Herfindahl-Hirschman, que se deriva directamente de la aplicación del modelo de oligopolio de Cournot.

Este tipo de análisis implica además la existencia de una relación de causalidad lineal entre las características estructurales de una industria, la conducta de las empresas y sus resultados, es decir los precios y las cantidades vendidas, causalidad que jamás se ha demostrado empíricamente. Sobre esta base, se predice que en los mercados con mayores grados de concentración sería de esperar un mayor poder de mercado potencial.

Los límites de este análisis son generalmente reconocidos y residen principalmente en su naturaleza estática, en asumir que las tecnologías de producción son homogéneas y, sobre todo, en su consideración exclusiva del lado de la oferta. Por esta razón, este análisis suele acompañarse por estudios de los aspectos dinámicos de los mercados, como las barreras a la entrada, del papel de las distintas tecnologías de producción o del grado de flexibilidad de los contratos, así como de la capacidad de respuesta de la demanda.

Frente a las limitaciones del análisis tradicional, existe un interés creciente, por parte de académicos y reguladores, hacia el desarrollo de medidas más específicas del poder de mercado.

Para el mercado mayorista eléctrico, debido en parte a la disponibilidad de abundante información pública sobre ofertas y reglas de funcionamiento del mercado, este interés es especialmente acusado, ya que es posible desarrollar modelos de oligopolio *ad-hoc*.

Estos modelos representan un avance indudable con respecto al análisis tradicional, debido a que combinan una representación detallada de los aspectos técnicos del mercado eléctrico con una modelización teórica de la interacción estratégica de los agentes, basada en el concepto de equilibrio de Nash.

El desarrollo de modelos de oligopolio *ad-hoc* que reflejen las peculiaridades de cada sector representa el instrumento más avanzado y exhaustivo para comprender las complejas relaciones entre estructura del mercado, margen de cobertura de la demanda, reglas del mercado y comportamiento estratégico de los agentes. Sin embargo, para la aplicación práctica de los resultados de estos modelos es necesario seguir realizando estudios y desarrollos adicionales que reduzcan los actuales problemas computacionales, así como los de multiplicidad y estabilidad de los equilibrios.

En estos momentos, los reguladores se enfrentan a retos muy importantes en ambas áreas, tanto en la regulación económica de los monopolios naturales como en la política de la competencia.

En regulación, los sistemas de retribución regulada deben evolucionar hacia mecanismos que permitan compatibilizar los objetivos de eficiencia con la realización de un nivel adecuado de inversión en el largo plazo, absolutamente crucial para la seguridad del suministro. En política de la competencia, es necesario perfeccionar las herramientas de análisis, ampliando el paradigma tradicional mediante modelos que tengan en cuenta los aspectos dinámicos, así como las complejidades resultantes de la interacción estratégica entre los agentes del mercado bajo distintas condiciones estructurales y de cobertura de la demanda.

Sin duda, estos son sólo algunos de los retos normativos necesarios a los que se va a enfrentar la Comisión Nacional de Energía a lo largo del año que iniciamos, intentando responder a los mismos con soluciones imaginativas y eficaces. Todo ello, con el convencimiento de que iniciamos un año clave a la hora de consolidar el proceso de liberalización del sector, iniciado en 1998, repleto de retos, pero sin duda, también de oportunidades. □

NOTAS

- (1) *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España.*
- (2) Vickers y Yarrow (1988): «Credibility, Commitment and Underinvestment», in *Privatisation: An Economic Analysis.*
- (3) Laffont y Tirole (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press.

RESUMEN

El proceso de liberalización iniciado en 1998 con la entrada en vigor de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, ha permitido poner en marcha un mercado de electricidad orientado a la competencia. Las medidas incorporadas sin duda han resultado efectivas a la hora de liberalizar e incorporar elementos de competencia en el modelo energético español. No obstante, después de ocho años de funcionamiento se detectan una serie de cuestiones normativas a solucionar, con el objetivo de consolidar el proceso de liberalización. En el presente artículo se presentan los principales retos regulatorios a la hora de solucionar dichos aspectos.

Palabras clave: Mercado eléctrico, Reforma del marco regulatorio, Proceso de liberalización, Concentración y estructura de mercado, Actividades reguladas y liberalizadas.