

7. La teoría de la regulación: un panorama

Miguel Ángel Lasheras

InterMoney Energía

«Practice, which is evolving rapidly, continues to outstrip theory, providing challenges to the profession in modelling, testing, and proposing superior and workable alternatives.»

David NEWBERY (1997), *Rate-of-return regulation versus price regulation for public utilities*, Department of Applied Economics, Cambridge University.

SUMARIO: 1. INTRODUCCIÓN.—2. LA TEORÍA DE LA REGULACIÓN Y LOS PROCESOS DE REFORMA.—3. REESTRUCTURACIÓN, EQUILIBRIOS EFICIENTES Y PODER DE MERCADO.—4. EL ANÁLISIS PARA EL DISEÑO DE LOS MERCADOS.—5. REGULACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA.—6. DERECHOS DE PROPIEDAD Y MERCADOS.—7. RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. Introducción

Por teoría de la regulación se entiende genéricamente una parte de la economía industrial¹ que estudia cómo determinar tarifas compatibles con los incentivos económicos a la eficiencia, así como los efectos económicos de la estructura y el comportamiento empresarial en sectores que tradicionalmente han funcionado como monopolios, básicamente los que utilizan redes únicas de transporte y distribución. Una definición

¹ De acuerdo con J. SEGURA: «La economía industrial es una rama del análisis económico que se ocupa de la formación de precios, normalmente bajo las condiciones de equilibrio parcial, en mercados caracterizados por presentar imperfecciones». Véase J. SEGURA (1993), *Teoría de la economía industrial*, Colección Economía, Editorial Civitas.

específica, desde lo que en el decenio de 1980 se conoció como teoría de la regulación por incentivos, es la de Train, que considera la teoría de la regulación dirigida hacia el diseño de mecanismos a utilizar por los reguladores para incentivar a las empresas reguladas a actuar de manera eficiente². Posteriormente Viscusi, Vernon y Harrington, en un enfoque positivista, definen la regulación económica como una «limitación impuesta por el sector público para restringir la capacidad de elección de los agentes económicos»³. En todo caso, el contenido de la regulación son las decisiones regulatorias que, según Brown, Stern y Tenenbaum (2006), pueden ser positivas, si forman parte del entramado normativo, o de omisión, si consisten en no hacer algo⁴. Los efectos de estas decisiones constituyen, a su vez, el objeto de análisis que permite realimentar la teoría de la regulación para afinar las alternativas de política regulatoria que propone.

Los sectores de suministro de gas y electricidad son sectores típicamente regulados. Después de la Segunda Guerra Mundial, estos sectores se organizaban como monopolios empresariales con tarifas o precios aprobados periódicamente por el sector público para garantizar la retribución del capital invertido y, simultáneamente, hacer máximo el excedente del consumidor⁵. Las formas tradicionales de regular sus actividades han sido la regulación directa de precios en Europa o la regulación de la tasa interna de retorno en Estados Unidos. Durante el decenio de 1980, la regulación por incentivos condujo a tarifas que evolucionaban según la regla del IPC-X⁶. En el decenio de 1990 esta regulación tradicional dejó paso a procesos de liberalización o reestructuración consistentes en separar las actividades de transporte y distribución, que se mantenían reguladas, de aquellas otras de generación, aprovisionamiento y comercialización, que se organizaban en competencia. Actualmente el gas y la electricidad se regulan, además de porque utilizan para su distribución redes comunes

² Véase K. E. TRAIN (1991), *Optimal regulation: The Economics of natural monopoly*, The MIT Press.

³ Véase W. K. VISCUSI, J. M. VERNON y J. E. HARRINGTON JR, (1995), *Economics of regulation and antitrust*, The MIT Press, 2.^a edición.

⁴ Véase A. BROWN, J. STERN, y TENENBAUM, (2006), *A Handbook for evaluating infrastructure regulatory services*, World Bank. (Disponible en www.worldbank.org/energy).

⁵ Este es el objetivo tradicional del regulador tal y como se define en M. ARMSTRONG, S. COWAN y J. VICKERS (1994), *Regulatory reform: Economic analysis and British experience*, MIT Press.

⁶ Descrita por vez primera en S. LITTLECHILD (1983), *Regulation of British telecommunications profitability*, Londres, HMSO.

que continúan operando como monopolios naturales, porque la seguridad de suministro presenta características peculiares y de bien público, cuya provisión no resulta satisfactoriamente resuelta desde la libertad de los mercados.

En el primer apartado se revisa cómo la teoría tradicional de la regulación planteó los procesos de reforma en los sectores de gas y electricidad. Los siguientes apartados abordan los problemas a los que hoy se enfrenta la teoría de la regulación, según las experiencias vividas desde principios del decenio de 1990, agrupándolos en cuatro apartados más. El primero analiza los problemas de definición de equilibrios de mercado que surgen de los *pools* obligatorios o mercados de subasta con precio único que dominaron las primeras experiencias. En particular, se comentan los análisis sobre equilibrios a prueba de coaliciones que matizan y complementan la relación entre propiedad e incentivos necesarios para dotar de competencia efectiva y eficiencia a los mercados mayoristas. El segundo apartado aborda los enfoques más recientes al diseño de mercados, bajo la perspectiva de que las instituciones, y no sólo la estructura sectorial, importan desde el punto de vista de la eficiencia. El tercer apartado repasa el papel de la regulación técnica del sistema en los resultados de los mercados de gas y electricidad. La seguridad de suministro, como suma de la fiabilidad de corto plazo y la adecuación de las inversiones a la demanda en el largo plazo, son las principales áreas en la que se han producido innovaciones teóricas en estos últimos años. Los efectos de una red común y la gestión de las interconexiones entre redes con operadores diferentes constituyen un campo de reflexión cuya dimensión no se apreciaba suficientemente desde la teoría de la regulación tradicional, pero que cobra relevancia al extender la liberalización simultáneamente a diferentes áreas de control eléctrico o de distribución de gas. El último apartado se dedica a analizar los principales problemas redistributivos relacionados con los derechos de propiedad que están planteando actualmente las reformas en electricidad y gas natural. En concreto, las asignaciones gratuitas de derechos de emisión y sus efectos, así como las corrientes de consolidación empresarial entre empresas energéticas (fusiones y adquisiciones), ocupan la atención de esta revisión en su último apartado.

2. La teoría de la regulación y los procesos de reforma

Los sectores de gas y electricidad llevan desde principios del decenio de 1990 sometidos a un proceso de cambio consistente en la aparición de mecanismos de mercado en determinadas actividades que se separan de otras que continúan reguladas como monopolios⁷. Este proceso de liberalización de los sectores energéticos, tuvo su fundamento teórico en ciertos análisis del decenio de 1980, y su base política en la búsqueda de una respuesta a las consecuencias de las crisis del petróleo de 1974 y 1980. Desde sus inicios, este proceso se extendió a muy diferentes países y continentes y se consolidó durante el decenio de 1990. La crisis de altos precios y desabastecimiento de California en 2001, la quiebra de ENRON y otros *traders* en Estados Unidos y las dificultades en Europa para avanzar en un mercado interior de la energía, junto con el alza de los precios de las fuentes primarias de energía de estos últimos años, han provocado una visión crítica, académica, social y política, hacia el mismo. La respuesta está siendo una regulación mucho más amplia, que modifica las competencias tradicionales de reguladores, gobiernos y mercados, aumentando la regulación de ciertas actividades y dejando a la descentralización de los mercados otras, según se resume en Littlechild⁸. Las raíces teóricas continúan siendo las que se identificaron en el decenio de 1980, pero las instituciones, las

⁷ ARMSTRONG, COWAN y VICKERS (1994), *op. cit.*, consideran que estos procesos implican actuaciones de política regulatoria relativas a la integración vertical, liberalización y eliminación de barreras de entrada, estructura horizontal, estructura regional, regulación de precios, acceso a redes y regulación de conductas. Por su parte, P.J. JOSKOW (2003), en «Electricity sector restructuring and competition: lessons learned», MIT Working Paper, resume este proceso de la siguiente manera: «During the 1990s, many developed and developing countries began to restructure their electric power sectors to improve their performance. The restructuring programs have included privatization of state-owned enterprises, the separation of potentially competitive segments (generation and retail supply) from natural monopoly segments (distribution and transmission), the creation of competitive wholesale and retail markets, and the application of performance-based regulatory mechanisms (PBR) to the remaining regulated segments».

⁸ Véase S. LITTLECHILD (2006), «Beyond Regulation», IEA/LBS Beesley Lectures on Regulation series XV. Como ejemplo del peso que nuevas competencias «regulatorias» están adquiriendo en la intervención pública de los gobiernos, LITTLECHILD (2006), refiriéndose a lo ocurrido recientemente en el Reino Unido, menciona: «Energy policy, emissions, renewables, nuclear power, security of supply, affordability and social justice, rising prices and energy efficiency — is it not remarkable that all these important issues concerning the future of the industry are now the responsibility of the government rather than the market or the regulator? And also remarkable that responsibility for these important long term issues is best discharged by appointing seven different energy ministers in eight years — including four in the last 18 months?».

ideas y las recomendaciones propuestas por la teoría de la regulación son ahora muy diferentes.

Joskow y Schmalensee fueron los primeros en difundir la posibilidad de liberalizar el suministro de energía eléctrica⁹. A principios del decenio de 1980, las crisis del petróleo hacían resquebrajarse la alternativa del monopolio natural; la competencia debía conducir a precios más estables y contenidos en los mercados internacionales y también (¿por qué no?) en los mercados eléctricos nacionales. Dos fueron las corrientes académicas que ampliaron este razonamiento y dotaron de fundamento al proceso que iniciaron algunos Estados de Estados Unidos y, más adelante, la Unión Europea. Schweppe, Caramanis, Tabors y Bohn, por un lado, sentaron las bases de la separación entre contratos y gestión técnica óptima del sistema eléctrico¹⁰. El equilibrio de mercado, mediante procesos de casación de oferta y demanda por nodos eléctricos, y como en cualquier otro mercado, bajo condiciones de competencia (ofertando según costes), resultaba compatible con el despacho óptimo del sistema eléctrico. Poco antes, y esta fue la segunda corriente fundamental, Rasenti y Smith, en uno de los papeles seminales de la economía experimental, demostraban la posibilidad de combinar la coordinación centralizada de los flujos físicos con la descentralización de los mercados, simplemente separando la contratación de energía de la identificación bilateral de los flujos físicos que implicaba, entendiéndolo que la física de los flujos eléctricos eran restricciones al proceso de contratación libre y bilateral¹¹. Su estudio concluía haciendo recomendaciones acerca de la separación entre generación y transmisión, anticipaba las posibilidades de un mercado de contado en forma de *Pool* (como subasta instantánea de precio uniforme) y exploraba la definición de derechos de propiedad privados sobre la transmisión de redes.

Simultáneamente a estos descubrimientos desde el mundo académico, en el decenio de 1980 se consolidaron los mercados de gas en Estados Unidos (en torno al Henry Hub) y se hizo efectiva la liberalización del acceso a las redes que transportaban gas desde el norte (Canadá) hacia el sur, con el fin de facilitar el proceso de inversiones en infraestructuras de red que eran imprescindibles en Estados Unidos para responder a la crisis del

⁹ Véase P. J. JOSKOW y R. SMALEENSEE, (1983), «Markets for power, an analysis of electrical utility deregulation», The MIT Press.

¹⁰ Véase F. C. SCHWEPPE, M. C. CARAMANIS, R. D. TABORS y R. E. BÖHN (1984), *Spot pricing of electricity*, Kluwer Academic Publishers.

¹¹ Véase S. J. RASSENTI y V. L. SMITH (1986), «Electric utility deregulation», *Pricing Electric, Gas and Telecommunication Services*, The Institute for the Study of Regulation.

petróleo y extender el uso del gas natural. En electricidad, la liberalización comenzó extendiendo la libertad de contratar a determinadas instalaciones (denominadas *qualifying facilities* y que eran equivalentes a lo que en España se denomina cogeneración, renovables y pequeños generadores) a todo tipo de generadores. Simultáneamente, en Europa arrancaron dos procesos de cambio: el de Inglaterra y Gales y el de Suecia, Noruega y Finlandia (cuyo mercado se denomina *NordPool*). El primero impulsado por el proceso de privatización de Margaret Thatcher y el segundo por el deseo de integrar los mercados nórdicos para hacer técnica y económicamente eficiente su explotación. Durante el decenio de 1990, estos procesos se generalizaron, en Estados Unidos y en Europa. Por ejemplo, Pennsylvania, New Jersey y Maryland, que venían realizando una explotación unificada desde los años 50, organizaron un *pool* de mercado (conocido como PJM). También este proceso se extendió a prácticamente la totalidad de la Unión Europea, aunque su implementación se hiciera a muy distinto ritmo y según cada Estado miembro¹².

Después de los aciertos y fracasos vividos en el decenio de 1990, la teoría de la regulación de gas y electricidad está siendo objeto de una revisión que se ve influida tanto por los avances académicos, en el mundo de las ideas, como por el posibilismo político, en el mundo de las instituciones. Las ventajas académicas inicialmente previstas al iniciar los procesos de reforma y liberalización no han sido tan evidentes y, en consecuencia, han tenido un apoyo social ambiguo.

Posiblemente, algunas de las causas de estos éxitos escasos provienen de las especiales características de la electricidad como bien económico que, por ejemplo, han obligado a que los ingenieros protagonicen, desde el principio, el diseño de instituciones de mercado y a que los economistas intervengan en definir reglas que afectan la estabilidad de las redes. Este necesario acercamiento y colaboración de economistas e ingenieros, que preocupa en Joskow y Tirole (2005), se debe a las especificidades de la electricidad como bien económico. Estas especificidades incluyen la necesidad de mantener la red en un equilibrio físico de frecuencia y voltaje que resulte estable en tiempo real, a la enorme velocidad con la que hay que res-

¹² Para valorar en detalle esta heterogeneidad y diferencia de ritmos, véase T. JAMASB y M. POLLIT (2005), *Electricity market reform in the European Union: Review of progress toward liberalization & integration*, Judge Institute of Management, University of Cambridge. (Actualizado 24 de marzo) y Comisión de las Comunidades Europeas (2005), *Informe anual sobre la puesta en marcha del mercado interior del gas y la electricidad*, Comunicado de la Comisión al Consejo y al Parlamento, *Technical Annexes*.

CUADRO 1.—*Principales pasos en la reforma del sector eléctrico*

Reestructuración	Separación vertical de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización. Fraccionamiento horizontal de generación y comercialización.
Mercados y Competencia	Mercados mayoristas y competencia minorista. Eliminar barreras de entrada en generación y comercialización.
Regulación	Establecer un regulador independiente Establecer el libre acceso de terceros a la red. Implantar una regulación por incentivos en la gestión de redes de distribución y transporte.
Propiedad	Incentivar nuevos actores de capital privado. Privatización de las empresas públicas existentes.

Fuente: T. JAMASB y M. POLLIT (2005).

ponder a los desequilibrios imprevistos de oferta y demanda provocados, por ejemplo, por fallos inesperados en los equipos de generación y transmisión, y a la imposibilidad de que los mecanismos de mercado respondan a estos desequilibrios con rapidez suficiente. Estas características imponen una cierta e inevitable contingencia a los contratos cerrados en mercados previos al despacho o consumo de electricidad. Los sistemas eléctricos tienen una tolerancia muy limitada para cualquier desajuste entre generación, transmisión y demanda. Si tales desajustes o desvíos se producen, las modificaciones en el equilibrio entre frecuencia y potencia del sistema pueden dañar los equipos conectados y desestabilizar físicamente el sistema en su conjunto¹³. Estas peculiaridades, además de la obligada colaboración de economistas e ingenieros, imponen revisiones y avances continuos en la teoría de la regulación sectorial.

¹³ JOSKOW describe de una manera muy gráfica estas peculiaridades. Es cierto que existen mercados, como el de habitaciones de hotel, que también se ajustan en tiempo real y que también requieren de una capacidad excedentaria. Pero si suponemos que, por ejemplo, en una noche de Ferias en Sevilla y sin plazas hoteleras disponibles, llega un autobús de turistas para pasar la noche, demandando camas que no encuentran oferta, los turistas acabarán durmiendo en el autobús o en un parque, pero no obligando, como ocurriría en el sistema eléctrico, a todos los que ya están alojados a levantarse de la cama, salir a la calle y pasar la noche sin dormir porque se ha colapsado la oferta de habitaciones.

CUADRO 2.—*Revisión de los procesos de reforma del sector eléctrico en Europa: Visión desde los 2000*

Reestructuración	Evitar estructuras oligopolísticas que faciliten la formación de coaliciones.
Mercados y Competencia	Mecanismos eficientes de subastas para cada producto y cada mercado. Reforzar la contratación a plazo. Mejorar mercados en tiempo real (aumentar la elasticidad de la demanda). Eliminación de tarifas integrales y extensión de competencia al tramo minorista.
Regulación	Seguridad de suministro (capital adequacy). Coordinación de reguladores a nivel supranacional. Gestión de interconexiones y redes mediante mecanismos de mercado. Incentivos para inversiones en redes.
Propiedad	Limitar participaciones de operadores en gestores de redes. Asignaciones en derechos de emisión bajo el European Emission Trading Écheme. Defensa de campeones nacionales en Europa y control regulado de fusiones y adquisiciones.

Fuente: Elaboración propia manteniendo la estructura de T. JAMASB y M. POLLIT (2005).

El cuadro 2, comparado con el 1, sintetiza el cambio de atención que los más de diez años de experiencia en la liberalización de los mercados de electricidad y gas en Europa y Estados Unidos está provocando en la teoría de la regulación. De manera sintética, este cambio se puede resumir como un viraje en el foco de atención que, de dirigirse hacia el poder de mercado y las medidas estructurales, está virando hacia el diseño institucional del mercado y las prácticas regulatorias. Diferentes trabajos de estos últimos años explican este cambio. En Joskow, se hace referencia a los estudios realizados para los mercados de Estados Unidos, en particular para PJM, New York ISO y New England Pool, y llega a la conclusión de que las medidas de control y mitigación de poder de mercado han funcionado suficientemente bien en los mercados del Noroeste¹⁴. Más centrado en Europa, Newbery, tras revisar la experiencia de estos últimos años en los principales Estados-miembro, propone redefinir el diseño de los mercados, en particular en lo que afecta a los mercados mayoristas (dándoles

¹⁴ P.J. JOSKOW (2005a), *Markets for power in the United States: an interim assessment*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.

profundidad temporal y bilateralidad), a los mercados de desvíos de la Unión Europea (identificando sus efectos y haciéndolos pagar a quien los provoca) y a la coordinación de mercados y operación entre distintas áreas (armonizando las reglas de operación y mercado)¹⁵. Considera que los problemas de estructura y poder de mercado pueden superarse mediante controles que eviten el carácter *pivotal*¹⁶ durante un número excesivo de horas de cada empresa, mediante una capacidad ociosa adecuada, exigida por la seguridad del sistema, mediante mercados de contratos a plazo suficientemente competitivos y mediante la ausencia de barreras de entrada a los mercados de generación, desvíos y servicios auxiliares en tiempo real. Por su parte, Boucher y Smeers, al analizar los problemas del mercado interior de la energía en Europa, deciden ignorar la existencia de poder de mercado y de información asimétrica para adentrarse en el diseño de reglas destinadas a organizar el tráfico transfronterizo de energía¹⁷. No porque supongan que no existe poder de mercado o información asimétrica, que existen, sino porque piensan que hay problemas previos de diseño de mercado que deben resolverse antes que aquellos. Esta última reflexión fundamenta el cambio de foco mencionado: no es que haya desaparecido el problema del poder de mercado, es que no parece una buena estrategia de reforma comenzar por su solución. Por último, Hogan desliga el control del poder de mercado de la persecución de precios altos en periodos de demanda pico, que afirma- no deben estar capados para evitar problemas de inversiones insuficientes («capital adequacy») y de seguridad de suministro¹⁸. El control del poder de mercado y su mitigación deben concentrarse y dirigirse hacia la observación de las estrategias de cantidades, no hacia las de precio. Los generadores con posibilidad de ejercer poder de mercado son los que deben ver limitada su capacidad para ofertar a cualquier precio, pero no los demás¹⁹. En todo caso, el análisis

¹⁵ Véase D. NEWBERY (2006), *Refining market design*, Ponencia presentada en la SESA Conference «Implementing the internal market of electricity: Proposals and time-tables», 9 de septiembre de 2005, Bruselas.

¹⁶ Una empresa tienen carácter *pivotal* cuando es capaz de imponer el precio en una hora determinada, al ser imprescindible su capacidad disponible para cubrir la demanda residual, esto es la que no satisfacen el resto de generadores disponibles en esa hora.

¹⁷ Véase J. BOUCHER y Y. SMEERS (2005), *Towards a common european electricity market: Paths in the right direction... Still far from an effective design*, mimeografiado.

¹⁸ Estos problemas se describen y analizan en un apartado próximo. Véase B. HOGAN (2005), *On an energy only electricity market design for resource adequacy*, Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University.

¹⁹ HOGAN (2005), *op.cit.*, lo expresa de la siguiente manera: «The ability of generators to enter the market with new capacity supported by voluntary contracts with consumers

inicial del poder de mercado en los procesos de reforma, condujo a resaltar el efecto que el diseño del mercado pudiera tener en sus resultados, el próximo apartado revisa este problema con un mayor detalle.

3. Reestructuración, equilibrios eficientes y poder de mercado

Las primeras instituciones de mercado que funcionaron en Europa y Estados Unidos buscaban la eficiencia mediante subastas de precio uniforme para entregas de energía al día siguiente²⁰. Aunque se pensaba que este diseño era suficiente para garantizar la compatibilidad con las restricciones físicas que imponía la operación del sistema, el que los precios resultaran cercanos a los de competencia, considerando la concentración empresarial de la que se partía, se puso en duda desde el princi-

should make the long-term energy market workably competitive. Without artificial barriers to entry, no special policy would be required to address market power in *forward* contracting with a sufficiently long horizon that allows for entry. The problem would then be in the short-term *spot* market, especially in the presence of transmission congestion that created load pockets where generators might have substantial market power and would be able to raise prices above competitive levels. This is a large topic with many details, but the essence of the relevant points for the energy-only market design is straightforward. The market design could include administrative intervention when and where there was a serious possibility of an exercise of (local) market power through physical or economic withholding. However, the interventions would be structured to emulate the results of competition to the greatest degree possible. These interventions would be in the form of offer caps and offer requirements for generators, with appropriate exemptions for all generators who are not in a position to exercise market power or who enter a market with new facilities.»

²⁰ A principios del decenio de 1990 comenzó a funcionar el *Pool* de Inglaterra y Gales, y en 1991 el *NordPool* que operaba como un mercado de ajustes. A mediados de ese mismo decenio se pusieron en marcha mercados con diseño de *Pool* y características más o menos similares en España, Chile, Argentina, Colombia, Nueva Gales y Victoria, y en California. En Estados Unidos, durante la segunda mitad del decenio de 1990, Pennsylvania, Jersey y Maryland (PJM) y New England organizaron *Pools* de energía de último momento con precios locales en tiempo real que incluían el valor de las pérdidas y restricciones de red en cada zona. El *Pool* de PJM se combinaba con mercados de potencia y a plazo.

²¹ Por ejemplo, en NEWBERY (1995), «Power markets and market power», *The Energy Journal*, 16(3): 39-66, R. J. GREEN y D. NEWBERY (1992), «Competition in the British electricity spot market», *Journal of Political Economy*, 100(5): 929-53, N. H. VON DER FEHR y D. HARBORD (1998), *Competition in electricity spot markets: Economic theory and international experience*, University of Oslo, S. BORENSTEIN y J. BUSHNELL (1999), «An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity markets», *Journal of Industrial Economics*, Vol. XLVII, núm. 3, OCAÑA y ROMERO (1996) o A. CIARRETA y M. P. ESPINOSA, «Market power in the Spanish electricity auction», Universidad del País Vasco.

pio²¹. Estos *pools* o mercados diarios funcionaron como una cámara de casación, igualando oferta y demanda por periodos horarios, según las ofertas de compra y venta enviadas por oferentes y demandantes. En estos mercados las ofertas se ordenan según precio para cada periodo horario y las unidades de generación que quedan a la izquierda de la curva son las que, en principio, resultan integradas en el despacho diario, mientras que las que quedan a la derecha no se incluyen, salvo revisión posterior por el operador del sistema²², del programa de despacho por razón de desvíos o restricciones. El precio único y uniforme de la casación resultante determina los cobros de todas las unidades de generación para cada periodo de tiempo.

Si las condiciones que rodean a un mercado (información general y perfecta, ausencia de poder de mercado...) son las adecuadas, cualquier diseño, sea de precio único o discriminado, debe converger hacia la solución eficiente y su diseño resultar indiferente. No hay en tal caso dificultad alguna para que, por ejemplo, los precios a plazo converjan con los precios de contado. Pero, en ausencia de tales condiciones, ¿resulta eficiente la solución de un *pool*? El equilibrio de un *pool* comenzó analizándose mediante modelos de equilibrio oligopolista, en los que resultaba difícil anticipar un equilibrio único. Las empresas podían seguir estrategias de precios (tratando de despachar toda su oferta al mejor precio) o de cantidades (fijando sus cuotas de mercado). Si la estrategia fuera competir en precio, el equilibrio (denominado de Bertrand) producía precios cercanos a los de competencia; si la estrategia era competir en cantidad, el equilibrio (denominado de Cournot) llevaba a precios superiores a los de competencia. Bien es cierto que, si las empresas tienen limitaciones de capacidad y resulta imposible que un solo operador suministre a todo el mercado, las estrategias más probables son las de Cournot²³. Empíricamente, sin embargo, no se encuentra una evidencia concluyente acerca de qué estrategia es dominante, fundamentalmente porque los problemas de diseño regulatorio dificultan aislar el efecto de las estrategias

²² Se entiende por operador del sistema a una entidad centralizada (integrada o no en las empresas titulares de las redes de transporte) encargada de organizar los flujos físicos de energía para conseguir la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto y en tiempo real.

²³ Esta visión del paradigma tradicional que relaciona estructura y comportamiento a «lo Cournot» se encuentra en la preocupación constante manifestada, por ejemplo, en los análisis sobre la situación de los mercados en Europa, en los estudios sobre California, o, para España en los análisis que se han realizado desde OCAÑA y ROMERO (1998), *A simulation of the Spanish electricity pool*, CNSE, hasta el *Libro Blanco* de PÉREZ ARRILAGA (2005).

empresariales sobre los precios²⁴. Lo único concluyente es que estructuras menos concentradas, bajo cualquier estrategia, conducen con mayor probabilidad a precios más cercanos a los de competencia. Pero, para cualquier estructura, el resultado en precios depende de las estrategias, de precio o cantidad, seguidas por los agentes del mercado y del diseño de los mercados.

Esta dificultad para identificar el equilibrio *ex ante*, impulsó el análisis, bajo hipótesis más realistas, de estrategias basadas en funciones de oferta (*supply function equilibrium*), que se adaptaban mejor a la realidad de los mercados eléctricos. El primer análisis, realizado por Klemperer y Meyer partía de considerar que las empresas elegían una curva de oferta, como un continuo de pares de precios y cantidades, en función de las curvas que esperaban ofrecerían los demás competidores (esto es, en función de la demanda residual)²⁵. Así, resulta posible definir un sistema de ecuaciones diferenciales (asumiendo ofertas continuas) cuya solución (compleja pero elegante) identifica pares de precios y cantidades de equilibrio que optimizan los resultados de todos los oferentes. Klemperer y Meyer demostraron que existían múltiples equilibrios si la incertidumbre sobre la demanda estaba acotada²⁶. Si la incertidumbre era general, el equilibrio se aproximaba al equilibrio de competencia. Así pues, los equilibrios se desplazaban desde precios de competencia a precios de Cournot, según el comportamiento esperado de los demás oferentes y la información que tuvieran los agentes. Las condiciones en que se difunde y comunica la información sobre las ofertas aparece como un elemento clave para la rivalidad de los mercados. Pero no sólo; este tipo de modelos ha dado lugar a una amplia literatura, fundamentalmente referida al sector eléctrico, analizando lo que ocurre en el equilibrio en casos de restricciones de capacidad, asimetrías de costes, entradas potenciales de nuevos agentes o cuando parte de la energía se encuentra contratada a plazo. Según cada una de estas restricciones, en ocasiones los precios de equilibrio se desplazaban hacia los precios de Cournot (por ejemplo, cuando se incorporaban restricciones de capacidad) o hacia el de Bertrand (por ejemplo, con nuevos entrantes y contratación *forward*)

²⁴ En LASHERAS (2005), *Rivalidad y competencia en los mercados de energía en España*, Fundación Alternativas, se encuentra un resumen de los análisis más relevantes sobre poder de mercado realizados para el mercado eléctrico español.

²⁵ Véase P. KLEMPERER y M. MEYER (1989), «Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty», *Econometrica*, vol 57, núm. 6.

²⁶ KLEMPERER y MEYER (1989), *op. cit.*

Tanto los modelos iniciales de equilibrio oligopolístico como los de funciones de oferta consideraban los resultados del mercado desde una perspectiva estática. La realidad, como siempre, se escapaba de estos modelos. En realidad, las empresas envían ofertas un día tras otro y observan constantemente el comportamiento de unas y otras a través de los resultados del mercado. Bajo esta idea se han desarrollado los modelos que analizan los equilibrios a prueba de coaliciones. Estos equilibrios son el resultado de un proceso dinámico, conceptualizado desde la teoría de juegos, que conduce a precios y cantidades que, además de ser el resultado de procesos de optimización, resultan estables, en cuanto que ninguna empresa o coalición de las mismas tenga incentivos a salirse o separarse de las estrategias que lo definen y configuran. Dentro de esta corriente, un resultado reciente e interesante es el de Delgado, que demuestra que es posible, bajo ciertas condiciones de exceso de capacidad instalada, encontrar equilibrios que cumplan la condición de estabilidad a prueba de coaliciones y que conduzcan a precios menores que los que prevalecerían en un equilibrio de Cournot²⁷. Bajo asimetrías en los excesos de capacidad de cada agente, por ejemplo, estructuras con más (menos) empresas pueden conducir a equilibrios con precios superiores (inferiores) a los de competencia o Bertrand. Desde el punto de vista de la política regulatoria la idea es interesante porque demuestra que no siempre aumentar el número de empresas lleva a precios más cercanos a los de competencia. La asimetría en los portafolios, en las funciones de producción o en las capacidades instaladas, debe considerarse, por tanto, como un elemento de rivalidad que, en ocasiones, pudiera ser más potente que la desconcentración de la estructura horizontal.

Estos análisis acerca de las condiciones de equilibrio de los mercados eléctricos, siendo altamente valiosos, ignoran muchos los problemas que aparecen en el funcionamiento de los mercados de energía. Mercados como el de Inglaterra y Gales han sido criticados, por ejemplo en Wolfram, por ofrecer una señal de precio excesivamente concentrada en el corto plazo, lo que provoca respuestas muy débiles y rígidas en la demanda y dificulta la conexión de estos precios con las decisiones de inversión, tanto de generación como de demanda²⁸. También se ha criticado la dificultad de combinar un *pool* mayorista y obligatorio de precios muy volátiles con

²⁷ Véase J. DELGADO (2005), «Coalition-proof supply function equilibria under capacity constraints», *Working Paper 05-23. Economics Series 14*, Universidad Carlos III de Madrid.

²⁸ Véase C. A. WOLFRAM (1999), *Electricity markets: Should the rest of the world adopt the UK reforms?*, University of California Energy Institute, Berkeley.

suministros a tarifas reguladas y fijas durante un periodo largo de tiempo. Esta dicotomía entre tarifas reguladas y precios libres en los mercados mayoristas condujo a que, cuando las tarifas superaban el precio de la energía de los mercados mayoristas, aparecieran los costes de transición a la competencia²⁹. Pero, si ocurre lo contrario, y los precios mayoristas superan a los considerados para las tarifas reguladas, las distribuidoras se ven rápidamente abocadas a la quiebra, como evidencian Harvey y Hogan y Borenstein, Bushnell, Knittel y Wolfram (2001) al estudiar las crisis de California en el año 2001³⁰. Esto se agrava considerando que, ante *pools* obligatorios, no suelen existir mercados a plazo para cubrir las elevaciones temporales de precio y mitigar, al menos temporalmente, este problema.

En definitiva, el diseño inicial de *pools* eléctricos, vigente durante el decenio de 1990, se puede considerar hoy como un mecanismo de transición entre el despacho planificado y los mercados bilaterales de precio discriminado. El acento sobre los efectos de la estructura en el comportamiento se ha movido hacia las condiciones que incrementan la rivalidad de una estructura dada. Las características de un precio único para un producto que es complejo, las dificultades de su conexión con los mercados a plazo, con unos mercados minoristas dominados por las tarifas reguladas y con un despacho en tiempo real que vuelve contingentes los contratos cerrados, incluso 24 horas antes, ha provocado una revisión profunda, teórica y práctica, del diseño inicial.

4. El análisis para el diseño de los mercados

MERCADOS MAYORISTAS Y MECANISMOS DE SUBASTA

El análisis económico de procedimientos de subastas diferentes al *pool* de precio único surgió como una alternativa pragmática a la ausencia de conclusiones sobre los equilibrios provocados por los diseños de precio único para intercambiar toda la energía. Para Klemperer (2002) el diseño de subastas debe buscar que no exista colusión, evitar la utilización de prác-

²⁹ Este problema fue descrito inicialmente en W. J. BAUMOL y J. G. SIDAK (1995), «Stranded costs recovery: Fair and reasonable», *Public Utilities Fortnightly*, mayo.

³⁰ Véase S. M. HARVEY y W. W. HOGAN (2001), «California electricity prices and forward market hedging», *Working Paper*, Harvard Electricity Group, y S. BORENSTEIN, J. BUSHNELL, Ch. KNITTEL y C. WOLFRAM (2001), *Trading inefficiencies in California's electricity markets*, University of California Energy Institute.

ticas predatorias y amenazas que disuadan a nuevos entrantes³¹. Las subastas ascendentes y de precios uniforme, según Klemperer, son especialmente vulnerables a estos problemas. Los análisis de esta vía condujeron a los estudios de subastas simultáneas para el espectro de banda ancha en Estados Unidos³². La idea central que potenció esta corriente de análisis fue la de permitir cambiar entre cada sesión de la subasta no sólo el precio, sino también la asignación de cantidades, dentro de ciertas reglas, lo que permitía referir la subasta, simultáneamente, a distintos productos complementarios.

Fabra argumenta que el posible ejercicio de poder de mercado en mercados eléctricos resulta menos probable en subastas que permiten discriminación de precios que en las subastas de precio uniforme³³. En las subastas con discriminación de precios, cada generador es retribuido, por ejemplo, en función de la oferta realizada³⁴. La ventaja que ofrecen este tipo de mercados es que, con toda probabilidad, traen como consecuencia un mayor excedente del consumidor, pero sobre todo que distribuyen el riesgo del mercado de manera eficiente según la información y las preferencias de cada agente. Por ello permiten una conexión más fluida entre mercados de distinto plazo. La literatura académica que analiza este tipo de subastas se apoya en la subasta propuesta por Vickrey como un mecanismo que elimina el incentivo a ejercer poder de mercado³⁵. Explicado de manera simple, según Vickrey, esto se consigue adjudicando el bien o los bienes subastados a los mejores postores, pero exigiéndoles que paguen el precio mínimo que permite mantener esa asignación de bienes; esto es, haciendo que el ganador pague lo que ofertó el que quedó segundo en la puja. Así, en una subasta ascendente de un bien con precio único el ganador sería la oferta más alta, pero pagaría el precio ofertado por la segunda oferta, no el ofertado por él. De esta manera, al hacer independiente de la oferta del precio a pagar, el incentivo es a ofertar por el coste (variable o de oportunidad) o por el verdadero valor marginal del bien. Este tipo

³¹ Véase P. KLEMPERER (2002), «What really matters in auction design», *The Journal of Economic Perspectives*, vol. 16, núm. 1, págs. 160-189.

³² En P. MILGROM (2000), «Putting auction theory to work: The simultaneous ascending auction», *Journal of Political Economy*, 108:2, se describen estos estudios iniciales.

³³ Véase N. FABRA (2003), «Tacit collusion in repeated auctions: Uniform vs. discriminatory», *Journal of Industrial Economics*, 1, núm. 3, págs. 271-293.

³⁴ Los mercados de casación bilateral se adaptan a esta definición, pues cada contrato se cierra a un precio distinto.

³⁵ W. VICKREY (1961), «Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders», *The Journal of Finance*, 16: 8-37.

de subastas, en su estado puro, y pese a su atractivo teórico por los incentivos que crean, no resultan fácilmente aplicables. El hecho de que los mercados eléctricos identifiquen las ofertas por unidades de producción, y no por portafolios o carteras de cada agente de mercado, dificulta considerablemente el diseño de subastas *tipo Vickrey*³⁶.

A partir del informe de Charles Rivers Associates and Market Design Inc. para el espectro de banda ancha en Estados Unidos, NERA hizo un diseño de subastas simultáneas, en este caso a la baja, para la adjudicación de energía suministrada a tarifa por los distribuidores en New Jersey³⁷. Las subastas de New Jersey, conocidas como Basic Generation Service (BSG), han sido una de las respuestas dadas en Estados Unidos al problema de cómo hacer convivir tarifas reguladas y precios libres de mercados mayoristas³⁸. La subasta de BSG se hace para las curvas de carga que espera suministrar cada distribuidor (son cuatro los distribuidores regulados de energía a tarifa) para periodos de un año o año y medio. Cada generador oferta para cubrir un porcentaje (*tranche*), definido respecto a la demanda pico esperada para el año o año y medio siguientes. Los generadores que ganan la subasta se comprometen a cubrir un porcentaje de todas las necesidades de suministro de energía (incluidos los pagos por potencia, pérdidas y servicios auxiliares) requeridas en cada momento. Se subastan dos productos, uno con precio fijo para consumidores domésticos y otro con precio indiciado al precio *spot* de PJM para consumidores industriales y comerciales. La subasta se hace mediante rondas sucesivas, a la baja y de manera simultánea para todos los distribuidores y generadores que han sido autorizados a participar. Los resultados en precios determinan las tarifas medias de cada distribuidor.

Otro de los problemas que se han evidenciado en el diseño de mercados es de la conexión entre los mercados a plazo y los mercados en tiempo real para la operación del sistema. Mientras que los mercados a plazo y diarios requieren firmeza en la contratación (aunque se refiera a aspectos con-

³⁶ FEHR y HARBORD propusieron un mecanismo de subasta *tipo Vickrey* en el que cada generador era retribuido por el cruce de la curva de demanda con la oferta residual de ese generador, pero no ha llegado a aplicarse en ningún mercado. Véase N. H. VON DER FEHR y D. HARBORD (1993), «Spot market competition in the UK electricity industry», *Economic Journal*, 103: 531-546.

³⁷ Véase Charles River Associates and Market Design Inc. (1997), *Package bidding for spectrum licenses*, remitido a la Federal Communication Commission.

³⁸ Este problema se describe con más detalle en el apartado siguiente dedicado a mercados minoristas.

tingentes), la operación del sistema implica, más que una contingencia estocástica o impredecible, una que ejerce con discrecionalidad el operador del sistema (OS). Esto implica que el coste de los desvíos o diferencias entre medidas reales y medidas contratadas altera, por decisión del OS, las posiciones cerradas inicialmente en los mercados. El diseño que preparó Charles River Associates para el mercado eléctrico de California se concentró precisamente en las relaciones entre mercados de desvíos o de tiempo real y mercados a plazo o diarios³⁹. Más que un cierre secuencial de mercados, se proponía un cierre provisional, sin efectos jurídicos, en una primera iteración, y después, tomando en consideración las restricciones y estabilidad de la red, realizar una segunda iteración de los agentes del mercado, que adaptarían sus ofertas de compra y venta a la información que sigue a la primera iteración del OS. Se pretendía de esta manera hacer mínimas las diferencias o desvíos entre las medidas reales y los programas cerrados en los mercados. En cualquier caso, no es de extrañar que, para Europa, Glachant y Levèque propongan como primera medida prioritaria en el proceso de consolidación de un mercado interior de la energía «asegurar un mejor acceso y una mejora en los servicios de desvíos»⁴⁰. Sin ello, el resto de los mercados, diarios o a plazo, no puede funcionar adecuadamente.

LOS MERCADOS A PLAZO Y FINANCIEROS, MITIGACIÓN DEL PODER DE MERCADO Y COBERTURA DE VOLATILIDAD

Los primeros mercados a plazo surgieron en Estados Unidos y lo hicieron vinculados a índices de precios para contratos de corto plazo de gas natural. En Europa, a finales del decenio de 1980 y principios del siguiente, aparecieron los contratos derivados sobre índices eléctricos. Los primeros mercados organizados sobre precios del gas surgieron en torno al Henry Hub en Estados Unidos y en Europa el desarrollo fue más disperso. Prácticamente de manera simultánea, el NordPool, el *Pool* de Inglaterra y Gales, y el mercado en torno al índice de precios de Lauffenburg arrancaron a funcionar a principios del decenio de 1990.

No es difícil encontrar argumentos a favor de los mercados a plazo en electricidad y gas. Allaz y Vila fueron los primeros en demostrar que la

³⁹ Véase Charles River Associates (2004), *A transitional non-LMP market for California: Issues and recommendations*, preparado por California ISO, CAISO.

⁴⁰ Véase J. M. GLACHANT y F. LEVÈQUE (2006), *Electricity internal market in the European Union: What to do next?*, SESSA Research Program on Electricity Regulation.

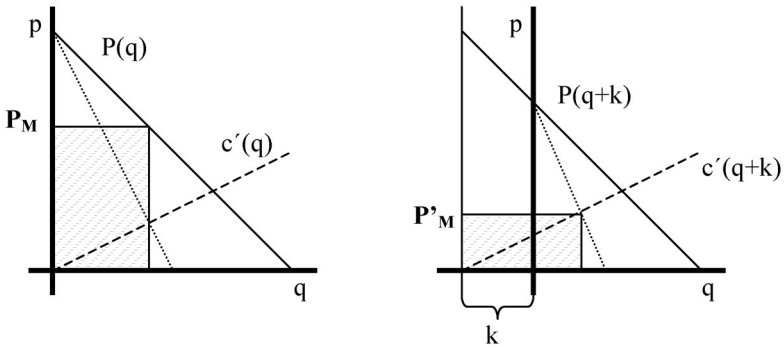
existencia de un mercado de futuros mejoraba la eficiencia de los equilibrios de Cournot en estructuras oligopolísticas de mercados eléctricos⁴¹. La idea básica era que una vez que se adquirían posiciones en mercados de futuros y se cerraban precios, la sensibilidad de los beneficios esperados a las variaciones del precio *spot* se reducía, y el incentivo a manipular precios, también. Simultáneamente, si estas posiciones futuras se adquirían sobre todo por los operadores principales, la cuota de mercado en el mercado *spot* de estos operadores disminuía y, en consecuencia, no sólo su incentivo, si no también su capacidad para ejercer poder de mercado se veía reducida (ver el gráfico 1). Los generadores, si buscaban competir en cantidad (recordemos nuevamente el equilibrio con estrategias a la Bertrand), en defensa de su cuota de mercado y para no dejar ésta totalmente dependiente del mercado *spot*, firmarían contratos a plazo. El planteamiento así contado se acerca al de dilema del prisionero y resulta inestable. Si, mediante contratación a plazo, el precio *spot* disminuye, ningún generador bien informado elegirá libremente acudir a estos mercados. En los mercados estables, los precios a plazo y los de contado tienen que converger. El gráfico 1 demuestra este dilema. Si, partiendo de un equilibrio de Cournot, retiramos una cantidad k para contratar a plazo (a PM, por ejemplo) y la función que maximizamos es la de corto plazo, el nuevo equilibrio será P^M , más bajo. Esto requiere demandas muy elásticas y ausencia de arbitraje entre los mercados a plazo y los mercados de contado. El hecho de que la electricidad no resulte almacenable no impide el arbitraje entre mercados, sino que impone que se realice mediante la decisión de a qué mercado acudir a ofertar y no mediante el almacenamiento de la electricidad (salvo en el caso del agua). En consecuencia, ambos precios deben converger.

Un planteamiento análogo, aunque algo más sofisticado, es el que adoptan Chao y Wilson, que plantean como medida regulatoria el obligar a los generadores a vender opciones call a los comercializadores, con diversa finalidad: mitigar el poder de mercado, en primer lugar; garantizar y retribuir la seguridad de suministro, en segundo, y enviar señales de largo plazo que enlacen con las decisiones de inversión en generación, en tercero⁴². Esta defensa de contratos derivados (*opciones call*) obligatorios se centra excesivamente en los efectos sobre el mercado *spot* de la contratación a

⁴¹ Véase B. ALLAZ y J. L. VILA (1993), «Cournot competition, forward markets and efficiency», *Journal of Economic Theory*, Vol. 59, núm 1, febrero, págs. 1-16.

⁴² Véase H. P. CHAO y R. WILSON (2004), *Resource adequacy and market power mitigation via option contract*, University of California Energy Institute Power Conference.

GRÁFICO 1.—Efecto (aparente) sobre el precio spot de contratar a plazo una energía igual a k



plazo, olvidando que en los mercados de contratos también es necesaria la competencia para que los precios sean eficientes y que los precios de unos y otros, si existe arbitraje, tienen que converger. De hecho, llevada a su extremo, esta argumentación conduciría al absurdo de defender que la mejor manera de conseguir competencia en el mercado *spot* es mediante procesos de fusión y absorción entre generadores y comercializadores (la integración vertical no es sino una forma de contratar a plazo, a muy largo plazo) hasta que quedara un mercado *spot* residual y competitivo⁴³.

En realidad, la mayor virtualidad de los mercados a plazo no es su capacidad para controlar o reducir el poder de mercado, sino su capacidad para aportar productos que ayuden a la gestión de riesgos de precio y a disminuir la incertidumbre en decisiones de inversión. Lo que aportan los mercados a plazo es mitigación de la volatilidad⁴⁴ y cobertura de riesgos de mercado. Según esta perspectiva, el precio *forward* en electricidad y gas en cada momento debe ser el precio *spot* esperado según éste sea valo-

⁴³ De hecho, éste sería un modelo análogo al adoptado por Francia y que describimos, siguiendo a GLACHANT y FINON (2006), en el último apartado de este capítulo. No parece, sin embargo, que la competencia en el mercado *spot* (*Powernext*) sea suficiente como para defender que los niveles de rivalidad y competencia aportados por esta separación entre «contratos» y mercado *spot* con múltiples agentes y cuotas de mercado relativamente bajas, genere suficiente eficiencia. Al menos, GLACHANT y FINON (2006) ofrecen una visión muy crítica de este modelo, al que califican de anillo de competencia en torno al monopolio de EdF, pues obliga a que las empresas europeas admitan una asimetría excesiva con EdF, lo que no parece ni eficiente, ni menos aún estable.

⁴⁴ La volatilidad de una serie de precios es la desviación estándar de los rendimientos de los precios normalizada por el tiempo, expresado éste en términos anuales.

rado por cada agente. Pero el problema es que valorar la volatilidad requiere siempre de un modelo que sea capaz de separar los movimientos de precio debidos a tendencias del mercados o a sus fundamentales de lo que es puro riesgo o movimiento estocástico de los mismos. Los modelos financieros de series temporales, debidamente adaptados, fueron los primeros en utilizarse en electricidad y gas para identificar volatilidades. Definían la evolución del precio *forward* como un proceso aleatorio, o movimiento browniano, en torno al valor esperado del *spot*. Estos modelos estadísticos renunciaban a medir el precio de competencia o el poder de mercado y buscaban simplemente valorar productos y riesgos siguiendo el comportamiento histórico de los precios e identificando su volatilidad, que aparece como un residuo estocástico. En estos modelos, la volatilidad importa más que el precio de eficiencia. Aunque estos modelos, financieros, se adaptaban bien a los datos de corto plazo del mercado *spot*, y cumplían las hipótesis adecuadas de los precios *forward*, no resultaban muy útiles para valorar derivados de energía a plazo medio y largo (a más de un año). La razón es que la volatilidad de largo plazo del precio tiende a cero decreciendo, desde la volatilidad del contado, muy rápidamente. Un modelo que soluciona este problema es el que propuso Pilipovic (1997), asumiendo una reversión sobre la media del precio *spot* en el corto plazo y una media de largo plazo sometida a cierta volatilidad distinta de cero⁴⁵. Este modelo ha sustentado gran parte de los avances en modelización de riesgos en mercados de energía de estos últimos años. Otro de los trabajos seminales en esta área es el de Clelow y Strickland (2000), que comienzan por definir un proceso de evolución propio para los precios *forward*, cuyas volatilidades se determinan a partir de las volatilidades observadas en los mercados de futuro, pero se les hace cumplir la condición de que correspondan a un modelo de reversión sobre la media del precio *spot*⁴⁶.

La demanda de gestión de riesgos en los mercados de energía ha impulsado la aparición de mercados financieros tanto en Estados Unidos como en Europa durante la última década⁴⁷. Los productos mas utilizados son los futuros y los *forwards*, liquidados bien mediante entrega física, bien

⁴⁵ Véase D. PILIPOVIC (1997), *Energy risk*, MacGraw Hill.

⁴⁶ Véase L. CLELOW y C. STRICKLAND (2000), *Energy derivatives. Pricing and risk management*, Lacima Publications.

⁴⁷ Por ejemplo, *NordPool*, APX en el Reino Unido y Holanda, EEX, en Frankfurt, Powernext, en París, AAX en Austria. En Estados Unidos, NYMEX y CBOT han listado algunos contratos sobre energía, aunque la mayor parte de las operaciones se hacen en mercados no organizados (*over the counter*).

mediante liquidación financiera, por lo que también toman la denominación de *swaps* o contratos por diferencias.

LOS MERCADOS MINORISTAS Y LAS TARIFAS REGULADAS

La competencia en la actividad de suministro de gas y/o de electricidad debe acercar los precios a su nivel eficiente y conducir a una mayor capacidad de elección por parte de los consumidores. Al menos esto es lo que se anticipaba en los primeros balances que se realizaron de los procesos de reestructuración y liberalización en Estados Unidos y Europa⁴⁸. Los últimos balances realizados resultan más escépticos en ambos puntos⁴⁹. En Europa, los datos de cambio de comercialización son pesimistas en los diferentes informes sobre evolución del mercado interior realizados por la Comisión. Los precios eléctricos, siguiendo la pauta de los aumentos en los precios de las fuentes primarias de energía y del coste de los derechos de emisión, han subido en los últimos años en casi toda Europa. Esto lleva a Littlechild a concluir que la competencia en el tramo minorista se produce y se observa, sobre todo, en el desarrollo de nuevos productos y en la aparición de nuevas formas de contratación, mas que en el «switching» de unos comercializadores a otros o en reducciones del nivel medio de precios⁵⁰.

Los procesos de reforma apenas han ampliado, en quince años, la capacidad de los consumidores finales para cambiar de suministrador. Joskow y Tirole señalan tres fallos de mercado en el suministro de energía eléctrica al por menor que evitan que la señal de escasez, cuando ocurre respecto a los precios al por mayor, llegue al consumidor final, evitando así una asignación eficiente de la energía y el desarrollo de la competencia en el tramo minorista⁵¹. El primero fallo proviene de la ausencia de medidas horarias, de manera que a los consumidores se les cobra por la cantidad de energía adquirida, pero no por su valor horario. El segundo consiste en

⁴⁸ Para una visión de conjunto de los procesos de reforma en Estados Unidos ver JOSKOW (2003), *op. cit.*, y para los efectos sobre precios en Reino Unido, ver D. NEWBERY y M. POLLITT (1997), «The restructuring and privatization of Britain's CEGB — Was it worth it?», *Journal of Industrial Economics*, 45(3): 269-303; para Europa, JAMASB y POLLITT (2005), *op. cit.*

⁴⁹ Por ejemplo, JAMASB y POLLITT (2005), *op. cit.*

⁵⁰ Véase LITTLECHILD (2006), *op. cit.*

⁵¹ Véase P. JOSKOW y J. TIROLE (2005), «Reliability and competitive electricity markets».

que, si utilizamos perfiles estándar, la señal horaria de los mercados mayoristas no llega tan siquiera al comercializador, que percibe sólo la señal del perfil estándar. Y la tercera, que el valor de la interrumpibilidad es imposible de individualizar en consumidores domésticos y PYME, dada la imposibilidad de realizar interrupciones individualizadas. La interrumpibilidad sólo puede ser suministrada por el operador del sistema y a grandes consumidores, que son los que pueden soportar los costes de equipamiento eléctrico y de control requeridos. Si se aplica interrumpibilidad a pequeños consumidores por zonas, según preferencias reveladas por comercializadores, éstos tendrán un fuerte incentivo a no dar valor a tal interrumpibilidad y actuar como «free riders». Una consecuencia de esta afirmación de Tirole y Joskow es que la interrumpibilidad, mientras no aparezcan equipos más baratos de control, sólo puede ser suministrada por grandes consumidores. Estos tres problemas limitan las posibilidades de traslación de las señales de mercados mayoristas a los consumidores finales y, por tanto, que la competencia en los mercados minoristas se apoye en la de los mercados mayoristas.

Precisamente, uno de los mayores problemas que se han planteado en los procesos de reestructuración ha sido el de combinar los precios surgidos de los mercados mayoristas, volátiles y de corto plazo, con unas tarifas o precios en los mercados minoristas, para periodos temporales de, al menos, un año, sin posibilidad de individualizar las señales horarias de los mercados mayoristas y controlados administrativamente. Estos desajustes ocasionaron en California la quiebra de las distribuidoras tradicionales cuando en el invierno del 2000/2001 los precios del mercado subieron considerablemente por encima del nivel que contemplaba la tarifa integral⁵².

Si los precios mayoristas deben trasladarse libremente a los precios minoristas, también la relación inversa condiciona la competencia de los

⁵² Para un análisis de lo ocurrido en California ver, por ejemplo, S. BORENSTEIN, J. B. BUSHNELL y F. WOLAK (2002), «Measuring market inefficiencies in California's deregulated wholesale electricity market», *American Economic Review*, 92(5): 1376-1405; J. B. BUSHNELL y C. SARAVIA (2002), «An empirical analysis of the competitiveness of the New England electricity market», *CSEM Working Paper WP-101*, University of California Energy Institute, mayo, disponible en www.ucei.org; P. J. JOSKOW y E. P. KAHN (2002), «A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000», *Energy Journal*, 23(4): 1-35; E. T. MANSUR (2004), *Upstream competition and vertical integration in electricity markets*, Mimeo, Yale University; HARVEY y HOGAN (2001), y S. L. PULLER (2004), *Pricing and firm conduct in California's deregulated electricity market*, Mimeo, Texas A&M University.

mercados eléctricos y gasistas. Para Bushnell, Mansur y Saravia, la rigidez de los precios en los mercados minoristas conduce a que los mercados mayoristas estén condicionados al nivel de contratación a plazo e integración vertical existentes⁵³. En un resultado muy en línea con lo que ya se ha comentado al describir las relaciones entre los mercados a plazo y de contado, aunque los niveles de concentración horizontal anticiparan precios muy altos, la integración vertical de generadores con comercializadores que tienen precios (o tarifas) comprometidas en el largo plazo, reduce los precios de equilibrio y los puede acercar a los niveles de competencia, cuando se asume la contratación a plazo como dada. Analizando el mercado español, Khün y Machado encuentran una fuerte relación entre el comportamiento del mercado y su nivel de integración vertical⁵⁴. Utilizando un modelo de funciones lineales de oferta, y considerando la posición neta —compradora o vendedora— en cada periodo de mercado, el modelo, empíricamente calibrado para el mercado español, señala que los costes de la actual estructura, en términos de eficiencia, se encuentran más en las ineficiencias de la energía despachada en cada hora -que no es la óptima- que en los márgenes implícitos en los precios. La idea, ya señalada en Hogan (2005) y comentada anteriormente al tratar los problemas de poder de mercado, que parece adquirir soporte empírico para el mercado español es que la variable a controlar para observar el posible ejercicio de poder de mercado no es el nivel de precios, sino las cantidades y tecnologías despachadas. En cualquier caso, la contratación *forward* con comercializadores y consumidores finales es un elemento imprescindible para dotar de presión competitiva y rivalidad el mercado mayorista.

5. Regulación y operación del sistema

LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y LA INVERSIÓN EN CAPACIDAD

La garantía de suministro puede considerarse como un bien público, por no ser de consumo divisible o excluyente. También puede definirse, al menos en parte y como hace Oren, como un seguro de precios a largo

⁵³ Véase J. B. BUSHNELL, E. T. MANSUR y C. SARAVIA (2005), «Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured U.S. electricity markets».

⁵⁴ Véase K. KÜHN y M. MACHADO (2004), «Bilateral market power and vertical integration in the Spanish electricity market», *CEPR. Discussion Paper Series*, núm. 4.590.

plazo susceptible de contratarse según las leyes de oferta y demanda⁵⁵. Aunque «seguridad de suministro» es uno de los términos mas utilizados en los análisis de los mercados de energía (y mas aún desde la elevación de los precios del petróleo y del gas en Europa), su definición dista mucho de ser precisa y de aceptación general. Esta indefinición puede estar relacionada con el uso político de este término. La seguridad de suministro ha sido frecuentemente utilizada por los gobiernos para defender políticas proteccionistas frente «al exterior»⁵⁶.

Aun a riesgo de simplificar, Joskow (2005) desagrega la seguridad de suministro en 1) la fiabilidad de la operación del sistema («operating reliability») en el corto plazo, y en 2) la adecuación de los activos de generación y transporte a la cobertura esperada de la demanda («capital adequacy»). En Oren (2004) el significado de estos términos se altera ligeramente, y considera como concepto general el de fiabilidad (*reliability*) que integra a la seguridad, como operación del sistema en el corto plazo y la adecuación de los activos (*capital adequacy*) en el largo plazo. Se considera que los servicios de operación en tiempo real, que dotan de fiabilidad al sistema en su conjunto, tienen carácter de bien público. Por tanto, deben suministrarse por una entidad centralizada y ser financiados mediante recursos obligatorios y generales. Su producción, sin embargo, se puede contratar mediante mecanismos de mercado a corto y/o largo plazo, por el Operador del Sistema. La cobertura de la demanda a largo plazo, sin embargo, debe entenderse como un seguro frente a la volatilidad de los precios de la energía. Pero no puede organizarse de manera muy diferente a cómo se organiza la provisión de reservas para dotar de seguridad al suministro en tiempo real al conjunto de consumidores. Cuando en un sistema sobra capacidad instalada, resulta mas barato organizar la seguridad en el corto plazo. Por el contrario, cuando la capacidad instalada está muy ajustada a la demanda, la seguridad o fiabilidad a corto debe ser mas cara⁵⁷. Esta relación, que no es sencilla, entre seguridad y adecua-

⁵⁵ Véase S. OREN (2004), *Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets*, Paper preparado para el Electric Power Research Institute.

⁵⁶ Es por lo que, como afirma R. SKINNER (2006), en *Energy security and producer-Consumer dialogue: Avoiding a Maginot mentality*, Background Paper for Government of Canada Energy Symposium, Oxford Institute for Energy Studies, se habla de «nuestra» seguridad de suministro frente a «ellos, los extranjeros»: «Indeed, when we examine the history of energy policy in general and the pursuit of energy security, the theme of “us and them”, the foreigners, is constant».

⁵⁷ Sin embargo, el sistema puede operarse en corto plazo de manera que se vea afectada su seguridad, incluso si la capacidad instalada excede ampliamente la demanda.

ción de capacidad en los mercados de energía, lleva a Oren a defender un cambio de paradigma en la definición de la obligación de suministro para la operación del sistema, que debe transformarse de una obligación, sin más, a una obligación de suministro a un precio. No se trata de asegurar a todos a cualquier precio, sino de discriminar, al menos, entre bloques de consumidores según sus preferencias. El paradigma tradicional provoca mecanismos de financiación de la capacidad que se fundamentan en los pagos regulados por capacidad que se añaden a los precios guiados por los costes variables o marginales⁵⁸. Bajo este nuevo paradigma, las soluciones serían:

- Los mercados de sólo energía, sin límites de precios (como el actual del Reino Unido o *NordPool*).
- Los mercados de capacidad con obligación de suministro (como PJM).
- Convocatorias de capacidad por el Operador del sistema con discriminación de precios (como el Pool de New England).

Pero no hay soluciones perfectas. Los fallos más importantes observados en estas alternativas que tienden a asignar la capacidad de manera no eficiente, según Cramton y Stoft⁵⁹, son:

- Los mercados de energía difícilmente aportan señales suficientes sobre la localización física de la nueva capacidad.
- En los mercados de capacidad, los suministradores tienen incentivos a crear problemas de desabastecimiento para elevar los precios.

Las subastas de capacidad en PJM y en el Pool de New England han introducido recientemente una curva de demanda negativa para discriminar el precio según la oferta de capacidad instalada que, incluso, recoge señales de localización. Cramton y Stoft dan un paso más allá de los mercados de capacidad con obligación de suministro y proponen un pago por garantía de potencia que iguale la diferencia entre una curva de demanda negativa, que determine los ingresos de corto plazo para asegurar la «reliability» del sistema y el valor que adquiera la energía suministrada en pico, tanto en mercados diarios como en mercados de servicios auxiliares o reservas.

⁵⁸ La idea original de estos pagos de capacidad separados es de M. BOITEAUX (1951), «La tarification au coût marginal et les demandes aléatoires», *Cahier du Séminaire d'Économétrie*, versión inglesa como «Peak-Load Pricing», *Journal of Business*, 33, 157-179.

⁵⁹ Véase P. CRAMTON y S. STOFT (2005), «A capacity market that makes sense», *Electricity Journal*, 18: 43-54.

En todo caso, la relación entre mercados (de capacidad, a plazo, de tiempo real...) y la seguridad de suministro (determinada y garantizada por instituciones públicas) no ha sido ni será una relación fácil. En no pocas ocasiones, desde 1973, se ha ido poniendo en contraposición la seguridad de suministro energético con los avances en la liberalización y reestructuración de los mercados de energía. Tanto la evidencia empírica de los últimos años como la lógica de la teoría económica demuestran que no hay contradicción entre seguridad de suministro y procesos de liberalización, sino entre seguridad e instituciones económicas pobremente diseñadas, con esquemas de incentivos no compatibles con la eficiencia⁶⁰. La diversificación de países suministradores y tecnologías de producción, así como la adecuación de las inversiones a la demanda futura esperada, son problemas de oferta y de demanda, y, por consiguiente, de precios, en los mercados nacionales y, sobre todo, en los internacionales. Esta idea general de Stern (2006) se particulariza en su análisis de que lo que se ha considerado como un problema reciente de seguridad de suministro de gas ruso para Europa (a raíz de la crisis de Gazprom de enero de 2006)⁶¹. En realidad, afirma Stern, ha sido un problema de precios, no de escasez física de gas. El suministro a Europa sólo depende de si Gazprom encuentra o no mercados en los que vender el gas a mejor precio.

LOS EFECTOS DE RED Y LA GESTIÓN DE LAS INTERCONEXIONES

Los problemas de gestión económica de las interconexiones aparecieron en Estados Unidos, tras la Energy Policy Act de 1992, que vinculó la separación entre transmisión y generación al desarrollo de intercambios comerciales de energía entre distintas áreas, con el fin de «mover» grandes bloques de electricidad de unos Estados a otros. Las competencias para controlar las condiciones de los intercambios entre Estados, que corresponde a la Federal Energy Regulatory Comisión (FERC), se regularon en las órdenes 888 y 889. Posteriormente, la Orden 2000 buscó extender la experiencia de los Independent System Operators (ISOs), que habían comenzado a funcionar en los Estados del Noreste, al conjunto de la nación. La independencia de los operadores de la red respecto a genera-

⁶⁰ Así se reconoce explícitamente en P. J. JOSKOW (2005b), *Supply security in competitive electricity and natural gas markets*, MIT, Preparado para Beesley Lecture en Londres.

⁶¹ Véase J. STERN (2006), *The Russian Ukrainian gas crisis of January 2006*, Oxford Institute for Energy Studies.

dores y suministradores (esto es, respecto a usuarios de las redes de transmisión) se consolida, en estos años, como una de las claves para una gestión de desvíos en tiempo real que resulte neutral desde el punto de vista económico⁶². La cuestión es si además de la operación técnica del sistema, la propiedad de la red y la responsabilidad de invertir en nuevos tramos de ella debe situarse en la misma compañía que es responsable de la operación o no. La solución tradicional en Europa y en Estados Unidos, hasta la aparición de los ISOs, eran los denominados «Transco» (TSOs), o compañías independientes de transporte, que integran las actividades de operación del sistema y la propiedad, mantenimiento y desarrollo de las redes. Esta solución se fundamenta en considerar la operación del sistema como una actividad complementaria de la de transporte y ésta como un monopolio natural que, como tal, debe tener ingresos regulados. Esta integración en TSOs es la opción defendida, por razones fundamentalmente pragmáticas, en Joskow y Schmalensee (1983).

Una visión alternativa, teóricamente más sólida, a las tarifas de acceso reguladas, y a los TSOs, consiste en entregar títulos que dan derechos (financieros o físicos) a percibir las rentas de congestión a inversores privados en redes, separando así la retribución de transporte y la titularidad de sus derechos de propiedad de la operación del sistema. El origen de esta idea es Hogan⁶³. Como rentabilidad de las inversiones en redes para aumentar la capacidad de transporte, los inversores privados reciben derechos de propiedad sobre las rentas de congestión iguales a las diferencias entre los precios en los nodos que quedan unidos por esas líneas. Estos precios, conocidos como nodales, retribuyen la energía, las pérdidas y las restricciones, y son diferentes, por tanto, en cada nodo de la red. El valor de estos derechos sobre las rentas de congestión representa las rentas que los inversores privados reciben para cubrir sus costes de inversión y operación y aportan los incentivos correctos para unas inversiones en transporte guiadas por criterios de mercado. Este modelo ha sido criticado, incluso, en Estados Unidos, por apoyarse en supuestos muy alejados de la realidad de las redes europeas y norteamericanas. Joskow y Tirole (2005) apuntan como fallos del modelo de retribución del transporte según mercados («merchant lines») que no deben existir inversiones hundidas en la red, pues éstas no se recuperarían, ni

⁶² España, por cierto, aunque por razones diferentes, llevaba experimentando esta separación desde la creación de Red Eléctrica de España en 1984.

⁶³ Véase B. HOGAN (1992), «Contract networks for electric power transmission», *Journal of Regulatory Economics*, 4, 211-242.

capacidad para ejercer poder de mercado mediante el uso de los derechos adquiridos al realizar nuevas inversiones. Demuestran, además, que separar las decisiones de inversión y mantenimiento en redes, de las tareas de dotar de estabilidad y fiabilidad al sistema puede generar problemas de riesgo moral y, en consecuencia, ineficiencias. Por ejemplo, una interrupción puede obedecer a un mantenimiento inadecuado o a un despacho poco prudente, y resultar muy complicado identificar la responsabilidad correspondiente (del OS o del responsable del mantenimiento).

En Europa, la defensa de las inversiones privadas en redes de transporte ha sido mucho más débil que en Estados Unidos. La reestructuración de la propiedad de las redes europeas comenzó en aplicación de la Directiva EC 96/92, que daba una gran flexibilidad a los estados miembros de la UE para organizar la propiedad de sus redes de transporte y regular el acceso de terceros a las mismas. Poco después aparece como un problema relevante para la consecución de un mercado interior de la energía el de coordinar la regulación económica del transporte y la operación del sistema en las distintas áreas de control (por lo general una por Estado miembro) y, en particular, el régimen económico de las interconexiones y la asignación de su capacidad mediante criterios eficientes. En 1998 se inicia el Foro de Florencia para estudiar cómo poner precios o tarifas a la utilización de las interconexiones europeas y cómo retribuir a los transportistas europeos. Las propuestas iniciales confluyeron en una conjunta de las asociaciones de operadores del sistema y operadores del mercado y en una propuesta de Reglamento que en 2001 la Comisión elevó al Consejo y que fue rechazada⁶⁴. Las propuestas más sencillas consolidaban uno de los principales problemas que arrastra la regulación del transporte en Europa: la ausencia de señales de localización. En opinión de Newbery (2006), unas tarifas uniformes de acceso no hacen recaer el coste de las pérdidas sobre los generadores, lo que distorsiona el despacho y premia, más que penaliza, la instalación de generación en puntos con restricciones a la exportación de energía.

⁶⁴ Ver ETSO- Europex (2004) y Comisión de las Comunidades Europeas (2001), *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*, Commission of the European Communities, versión provisional disponible en <http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/int-market.html>. El reglamento finalmente aprobado fue el Reglamento (CE) no 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

En ETSO-Europex (2004) se propone como solución el denominado Flow Based Market Coupling que consiste, muy resumidamente, en establecer una matriz de factores de flujo para las interconexiones europeas que relacione, de manera lineal, los cambios en cada interconexión y sus efectos sobre el resto de las interconexiones⁶⁵. Esta matriz se utilizaría para determinar los flujos y las restricciones de capacidad en cada interconexión para el conjunto de la Unión Europea. Con esta información, la función a optimizar (económicamente) es el conjunto de contratos y casaciones de mercado que cumple con las restricciones de capacidad de la matriz de factores de flujo. Esto es lo que se denomina «market coupling» para el despacho diario, y que, según la propuesta mencionada, resulta compatible con los mercados a plazo y las subastas de capacidad en el uso de las interconexiones.

6. Derechos de propiedad y mercados

Durante estos últimos años, los análisis de la teoría de la regulación se han planteado dos cuestiones relacionadas con los derechos de propiedad en los sectores de electricidad y gas: las asignaciones de derechos de emisión, en lo que se conoce como esquema europeo de *trading* o comercio de derechos, y los efectos regulatorios y sobre la competencia de operaciones de consolidación corporativa (fusiones y adquisiciones) entre las empresas energéticas. En el primer caso, el comercio de derechos, tal y como se define en la Directiva que lo fundamenta⁶⁶, parte de una asignación inicial de derechos de emisión que cada Estado miembro realiza entre sus empresas emisoras según criterios objetivos, pero gratuitamente. Estos derechos de propiedad iniciales son «regalos» a las empresas que, por más que su asignación obedezca a criterios objetivos, alteran los patrimonios empresariales, sobre todo en términos relativos. Estos patrimonios también se ven alterados por las operaciones corporativas que han operado entre las empresas energéticas europeas en estos últimos años. Desde el punto de vista de la teoría de la regulación, el foco de atención es identificar los efectos sobre la eficiencia de los mercados de estas alteraciones en los derechos de propiedad.

⁶⁵ ETSO-Europex (2004), *Flow-based market coupling*, A Joint ETSO-Europex Proposal for cross-border congestion management and integration of electricity markets in europe.

⁶⁶ Directiva 2003/87/EC.

LAS ASIGNACIONES DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN

La Directiva 2006/87/CE estableció el régimen de «cap and trade» como mecanismo para alcanzar de manera eficiente el control de emisiones de CO₂ asumido por la Unión Europea al firmar el Protocolo de Kioto. Sin entrar en el análisis detallado de este sistema de control de emisiones de gases efecto invernadero, desde el punto de vista de la teoría de la regulación o de la economía pública este método presenta ventajas respecto al control directo de cuotas o respecto a los impuestos ecológicos. Hasta 1960 la idea predominante en la asignación de los costes de externalidades, como la contaminación, siguiendo a Pigou, era un impuesto sobre las emisiones⁶⁷. El problema de esta solución es que requería que las autoridades públicas conocieran los costes económicos y las ventajas de cada externalidad y que diseñaran un impuesto en consonancia con ello. Coase cambió este enfoque y dirigió la atención hacia la definición explícita de los derechos de propiedad, de manera que, una vez definidos, la solución al problema de las externalidades pasaba porque la valoración de estos derechos la realizara la oferta y la demanda precisamente de estos derechos⁶⁸. Si los derechos se definían adecuadamente y se permitía su intercambio, el resultado final, en términos de eficiencia, sería preferible a la solución fiscal o «intervencionista». Baumol y Oates formalizaron esta idea y demostraron que si las consecuencias de la contaminación no eran locales, como ocurre con los gases efecto invernadero, el precio de los derechos, equivalente a un impuesto óptimo y perfectamente diseñado, se alcanzaba mediante la transmisión libre de los mismos⁶⁹.

El problema, entonces, era cómo asignar los derechos una vez estos eran definidos y qué efectos sobre la eficiencia podría tener el método de asignación seguido⁷⁰. Desde Montgomery, se garantizaba que en los mercados de emisiones en particular, las asignaciones iniciales de derechos no

⁶⁷ Véase A. C. PIGOU (1920), *The Economics of Welfare*, Londres, Macmillan.

⁶⁸ Véase R. COASE (1960), «The problem of social cost», *The Journal of Law and Economics*, 3 (octubre): 1-44.

⁶⁹ Véase W. J. BAUMOL y W. R. OATES (1971), «The use of standards and prices for protection of the environment», *Swedish Journal of Economics*, 73: 42-54.

⁷⁰ En T. TIETEMBERG (2002), «Editor's introduction», en *The evolution of emissions trading: theoretical foundations and design considerations*, Ashgate Press, se describe cómo la teoría económica ha analizado tres procedimientos generales de asignación: mediante subasta, mediante criterios «ad-hoc» (por ejemplo, según valores históricos) o mediante asignaciones aleatorias.

tendrían efectos sobre la eficiencia del mercado⁷¹. Las asignaciones son dotaciones de riqueza que no inciden el coste marginal de reducir emisiones hasta el *cap* establecido que, a su vez, es el determinante del precio de los derechos de emisión. Estudios posteriores, sin embargo, han matizado esta afirmación inicial. Los análisis realizados sobre el mecanismo europeo de asignación de derechos para el periodo 2004-2007, dado el volumen de los mismos y, sobre todo, dado su posible uso estratégico para influir en la asignación del periodo 2008-2012, han llegado a la conclusión de que la asignación inicial importa. Así, Neuhoﬀ, Kyats y Sato señalan que la entrega de derechos según los planes de producción previstos, y limitando las entregas a nuevos entrantes, reducen los costes de oportunidad de emitir y, por tanto, reducen la internalización del valor de los derechos en los precios eléctricos, limitando la inversión en eficiencia energética y aumentando el consumo por encima de sus niveles de eficiencia⁷². Una segunda fuente de ineficiencias es la posible utilización estratégica de las emisiones para forzar una mayor asignación en fases posteriores del programa. Puesto que Europa, a diferencia de Estados Unidos, ha elegido una aproximación gradual al mercado de emisiones, con una fase previa (2005-2007) y otra posterior (2008-2012), entregando gratuitamente derechos al principio de cada fase, se producen efectos sobre la eficiencia como consecuencia de conductas estratégicas en la primera fase tendentes a influir en las asignaciones de la segunda. Si se venden derechos, parece que sobran a quien los vende y, en consecuencia, los vendedores perciben un cierto riesgo de que sus asignaciones se vean reducidas en la segunda fase.

Además, el volumen de rentas implicadas en la implantación de la Directiva sobre derechos de emisión es enorme para Europa. Durante 2005 y 2006, los precios de la energía eléctrica subieron considerablemente en toda Europa y, probablemente, la principal causa de esta subida ha sido el coste de los derechos de emisión. Teniendo en cuenta que casi todos los mercados funcionan con precios de corto plazo, cercanos al coste marginal de las tecnologías más recientes, el efecto durante los próximos años ha sido evaluado en varios billones de euros anuales⁷³.

⁷¹ Véase W. D. MONTGOMERY (1972), «Markets in licenses and efficient control programs», *Journal of Economic Theory*, 5(3): 395-418.

⁷² Véase K. NEUHOFF, K. KEATS y M. SATO (2006), «Allocation and incentives: Impacts of CO₂ emission allowance allocations to the electricity sector», *Climate Policy* 6.

⁷³ Por ejemplo, sólo para Alemania y Francia, U. LEPRICH (2005), en «The crisis of electricity markets in Europe: Problems and consequences», *Working Paper*, Bruselas, valora este desplazamiento de rentas en unos 20 mil millones de euros al año. Para SIJN, NEUHOFF y CHEN (2006), los costes del CO₂ pueden trasladarse a los precios eléctricos en una propor-

El valor del coste de los derechos y los ajustes en precios y rentas relativas que está provocando requerirá algún tipo de intervención regulatoria; por ejemplo, Sijm, Neuhoff y Chen sugieren⁷⁴:

- Asignar los derechos gratuitos a los consumidores.
- Políticas fiscales activas y compensatorias.
- Programas especiales de largo plazo para grandes consumidores.

En Europa, mientras se cierra la edición de este artículo, se está definiendo y aprobando el Plan Nacional de Asignación para el periodo 2008-2012 y ya existen propuestas para modificar los criterios adoptados en el primer periodo⁷⁵. Es de esperar que se incorporen las experiencias y se rectifiquen los errores observados en el periodo 2004-2007.

CAMPEONES NACIONALES Y MERCADO INTERIOR

El significado del término de campeón nacional, aunque tiene una cierta tradición en la literatura académica sobre proteccionismo y comercio internacional, se relaciona con la política industrial activa y se ha puesto de moda en Europa durante 2005 y 2006, después de intervenciones públicas que han tenido lugar como consecuencia de distintos procesos de fusión y adquisición. En algunas ocasiones, incluso, los gobiernos nacionales han promocionado respuestas de contraoferta lideradas por empresas nacionales⁷⁶.

Desde la teoría de la regulación poco es lo aportado a este proceso, fuera de reiterar las conocidas preocupaciones, manifestadas desde prin-

ción entre 40 y 100 por 100. Los beneficios que estas elevaciones de precios pueden tener para la energía producida y vendida en Holanda con tecnologías limpias es de unos 3 ó 5 €/MWh.

⁷⁴ Véase J. SIJM, K. NEUHOFF y Y. CHEN (2006), *CO₂ cost pass through and windfall profits in the power sector*, ESRC Electricity Policy Research Group, University of Cambridge.

⁷⁵ Por ejemplo, el Real Decreto Ley 3/2006 establece la deducción del valor de los derechos asignados al sector eléctrico de los ingresos que perciban por la venta de la energía, lo que resulta equivalente a que los derechos se hubieran entregado inicialmente a los consumidores.

⁷⁶ Entre estos casos están: La OPA de Mittal sobre Arcelor; el intento fallido del Gobierno italiano por evitar la OPA de Banca Antonveneta por ABN AMRO; la consideración del Gobierno francés de Danone como una industria estratégica para evitar su potencial compra por Pepsi Co; la contra OPA de E.ON sobre Endesa; la propuesta de OPA de ENEL sobre Suez y la contra OPA de Gaz de France. La oposición del Congreso de Estados Unidos a la oferta de compra de UNOCAL por la empresa China CNOOC y la posterior compra por Chevron.

cipios del decenio de 1990, por el posible ejercicio de poder de mercado en mercados muy concentrados, como los de energía. Sólo desde la perspectiva de la defensa de la competencia se han utilizado argumentos de teoría económica para contraponerlos a estas políticas industriales activas a favor de la consolidación empresarial. En Monopolkommission se contiene una de las críticas más extensas y duras a esta actuación de los gobiernos en defensa de los campeones nacionales⁷⁷. El informe del órgano alemán de competencia surgió como respuesta a la autorización de la fusión de Rhür Gas y E.ON, y en sus 75 páginas realiza una revisión crítica de las ideas que han respaldado actuaciones públicas promocionando y fomentando campeones nacionales. El argumento básico es que este tipo de intervenciones promueven la ineficiencia de los mercados y que un campeón en energía, formado y sostenido mediante apoyo público, está absorbiendo recursos que, de otra manera se orientarían hacia otros sectores más productivos. En el medio plazo, esto significaría erosionar la productividad de un país. La tradición de economías de escala en la explotación de las empresas energéticas y el tamaño requerido para tener un cierto poder de compra en los mercados internacionales de energía primaria lleva, no obstante, a situarse en contra de los argumentos anteriores recurriendo a la defensa de la garantía de suministro o a la de empresas de origen nacional con vocación de consolidarse en los mercados europeos e internacionales. En Europa, los sectores eléctricos y gasistas han sido de los más activos en cuanto a consolidaciones corporativas. En Codognet *et al.* se describen los distintos casos de fusión y adquisición que han afectado sólo al sector eléctrico en los últimos años en Europa⁷⁸. El resultado es de 24 casos, entre enero de 1998 y agosto de 2002, que han implicado a empresas con cotización en bolsa y unos 70 en los que la adquirida o fusionada no cotizaba.

En consecuencia, los procesos europeos de liberalización, en estos últimos años, son el resultado de esta tensión entre política industrial y defensa de competencia que ha conducido a estrategias muy diferentes entre los distintos Estados miembros. Un caso extremo es el de Francia, cuyo proceso de liberalización en los mercados eléctricos y de gas se plantea sin alte-

⁷⁷ Véase Monopolkommission (2003), *Competition policy under shadow of national champions*, The Fifteenth Biennial Report 2002/2003 by the *Monopolkommission* (Monopolies Commission).

⁷⁸ Véase M. K. CODOGNET, J. M. GLACHANT, F. LÉVÊQUE y M. A. PLAGNET (2002), *Mergers and acquisitions in the european electricity Sector. Cases and patterns*, Centre d'Economie Industrielle, École Nationale Supérieure des Mines de Paris.

rar la estructura desde unas empresas que, además de públicas en sus orígenes, son monopolios. Glachant y Finon (2006) estudian el caso de Francia como un proceso de reforma que busca abrir un nicho de competencia en convivencia con un monopolio tradicional⁷⁹. Mantener esta política de desarrollo de un «anillo de competencia», relativamente pequeño pero eficaz, que rodee al campeón (monopolio) nacional requiere de una gran cooperación de los países circundantes y de la Comisión Europea. En otro caso no resulta posible, porque la viabilidad económica de las empresas que operan en este anillo y la verdadera contestabilidad al mercado la producen las interconexiones centro europeas. La situación actual puede entenderse como un caso de dilema del prisionero: todos los Estados miembros de Europa ganarían con un mercado interior de la energía interconectado y competitivo, pero, a corto plazo, la mejor estrategia de cada Estado miembro es aprovecharse de la liberalización de los demás y mantener empresas fuertes que intenten expandirse en el mercado europeo. El problema es que si todos los Estados miembros hacen lo que más les interesa a corto plazo, el mercado interior de la energía se vuelve un objetivo imposible.

7. Resumen y conclusiones

Siguiendo los epígrafes anteriores, las principales aportaciones de la teoría de la regulación en estos últimos años, pueden resumirse en:

La teoría de la regulación evoluciona bajo la influencia de los problemas reales que surgen en los procesos de liberalización y reestructuración y, a su vez, condiciona los resultados de estos procesos. Veinte años después de sus comienzos, en el decenio de 1980, la visión teórica ha cambiado sustancialmente respecto a la inicial. El diseño estándar inicial de instituciones y mercados tipo *pool*, manteniendo la supervivencia de tarifas integrales para proteger a consumidores finales, sólo ha ofrecido resultados muy modestos, debilitando el desarrollo de mercados a plazo y, en consecuencia, sin aportar apenas a la garantía de suministro en el largo plazo.

A corto plazo, las especiales características de la energía que utiliza redes únicas, para su transporte y distribución, conduce a buscar segundos

⁷⁹ Véase J. M. GLACHANT y D. FINON (2006), «A competitive fringe in the shadow of a state owned incumbent: The case of France», *The Energy Journal*, European Energy Liberalisation Special Issue.

óptimos para el diseño de mercados que garanticen la fiabilidad del sistema en su conjunto. La intervención del operador del sistema siempre impone costes y beneficios que resultan contingentes y son inherentes al cumplimiento de todos los contratos. Las operaciones cerradas en mercados a plazo, y su precio, sólo pueden afectar a una parte del suministro, quedando otra parte sujeta a la operación del sistema en tiempo real que, en gran medida, es estocástica.

Es posible promover competencia bajo estructuras oligopolísticas, siempre que se fomente la rivalidad y se controle el comportamiento de los agentes del mercado. Durante el decenio de 1990, el mundo académico ha agotado todos los argumentos posibles a favor de reestructuraciones horizontales y verticales tendentes a favorecer la competencia, aunque sus resultados en términos de política industrial han sido mas bien escasos, por no decir, en Europa, exactamente los contrarios a los defendidos. El diseño de los mercados, en cuanto a condiciones de información, tipos de subasta, coordinación con los mercados a plazo y de capacidad, asimétricas en capacidad instalada, contestabilidad..., pueden afectar a la rivalidad tanto o más que la estructura sectorial.

El proceso europeo presenta muchas lagunas en cuanto a reestructuración. Los distintos informes de la Comisión así lo indican. El ritmo de avance es desigual y, en no pocas ocasiones, ambiguo. Los avances que hubieran significado la consolidación de un regulador europeo y el fortalecimiento de las interconexiones en gas y en electricidad, siguiendo el proceso iniciado con el foro de Florencia, son aún tareas pendientes.

La implantación del mercado de derechos de emisión apoyada en unas asignaciones iniciales gratuitas y según criterios «ad-hoc», ha provocado unos desplazamientos de rentas que no tienen relación con los objetivos buscados de mejorar el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero con el fin de acercarnos al cumplimiento de los objetivos de Kioto.

La defensa unilateral de campeones nacionales convierte el proceso de reestructuración en un dilema del prisionero del que resulta difícil escapar. Europa estaría mejor sin una defensa activa de una política industrial «pro campeones nacionales» por parte de cada Estado miembro, pero la no utilización de esta política por parte de unos, y su mantenimiento por parte de otros, deja a los tejidos industriales de los primeros en clara posición de desventaja.

Una vez revisadas las principales ideas encuadradas en la teoría de la regulación, según evolucionaban los procesos de reforma, reestructuración

y liberalización de los sectores eléctrico y gasista en Estados Unidos y Europa, se puede concluir en que nos encontramos muy lejos los planteamientos iniciales con que despegaron estos procesos hace ya más de veinte años. Esto puede provocar cierta melancolía, añorando tiempos mejores que, en realidad, nunca fueron tales. La teoría de la regulación eléctrica y gasista es hoy es más refinada, se ha enriquecido con expresiones y experiencias a uno y otro lado del Atlántico y es capaz de aportar guías para la acción con un mayor pragmatismo y detalle que a principios del decenio de 1990. Si este trabajo comenzaba con un pensamiento de Newbery sobre la relación entre teoría de la regulación y los procesos de liberalización, sirva para terminar la siguiente afirmación de Joskow: «Los problemas que han surgido (...en los procesos de liberalización) se conocen ahora mucho mejor y las soluciones de muchos de ellos están al alcance de la mano⁸⁰. Los programas de reforma del sector eléctrico deben seguir adelante y tomar en consideración las lecciones aprendidas. El punto central es que los gobiernos elijan adecuadamente entre las distintas alternativas posibles y que tengan la voluntad política de resistir las presiones de grupos de interés y de profundizar en aquellas reformas que conduzcan a mercados con un mayor nivel de eficiencia y a mejores resultados en la explotación técnica de las redes; de ambas cosas depende el nivel de competencia conseguido».

⁸⁰ P. J. JOSKOW (2003), *op. cit.*