

Las empresas de generación frente al nuevo entorno

Juan José Alba Ríos, Subdirector de Regulación Sectorial y Gestión de Riesgos en la Dirección General de Negocio Eléctrico del Grupo Endesa

Pedro Larrea Paguaga, Director de Estrategia y Regulación en la Dirección General de Negocio Eléctrico del Grupo Endesa

La introducción de competencia en la generación eléctrica supone el abandono de un sistema en el que las decisiones de inversión y de operación obedecían principalmente a la planificación realizada por la Administración y la explotación unificada desarrollada por Red Eléctrica de España. En el marco regulatorio vigente hasta hace pocos meses, los generadores tenían razonablemente asegurada la recuperación de sus costes siempre que operaran de forma eficiente, por lo que actuaban en un contexto de riesgo e incertidumbre mínimos. Sin embargo, al operar en un sistema en competencia como el que acaba de establecerse en España, cada empresa ha de tomar sus propias decisiones de inversión y explotación en una situación incierta, sin tener la seguridad de que recuperará sus costes y la inversión será adecuadamente retribuida. Este artículo describe algunas de las consecuencias de este cambio de entorno, y discute brevemente cómo pueden desenvolverse las empresas generadoras en esta nueva situación.

La regulación eléctrica española acaba de modificarse de forma fundamental, siguiendo una tendencia presente en un número importante de países. Esta transformación tiene como objetivo incrementar la eficiencia del sector (y, en último término, suministrar electricidad a menor coste) mediante la introducción de competencia en las actividades de generación y comercialización de electricidad.

El cambio de planteamiento en estas dos áreas del negocio eléctrico conlleva dos elementos fundamentales que condicionarán, en lo sucesivo, el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico: la **descentralización de las decisiones**, en las que se reduce la dependencia de los planes de la Administración, y el incremento de los **riesgos**, pues de forma gradual se va reduciendo la relativa seguridad que los productores de electricidad han tenido siempre respecto a la recuperación de sus costes.

Una industria eléctrica basada en la competencia ya no evolucionará guiada por planes centralizados, sino por la superposición de decisiones realizadas por múltiples agentes, cada uno con sus propios objetivos y su particular valoración de la realidad. Esto hace necesario que las empresas generadoras cambien radicalmente sus procedimientos de planificación y operación, y se acostumbren a tener en cuenta factores nuevos, como las posibles acciones de sus competidores, la incertidumbre respecto a los precios de la electricidad o de los combustibles o la posibilidad de ganar o perder clientes.

La planificación eléctrica “tradicional”

La planificación de la generación tradicionalmente ha tenido como objetivo determinar, a partir de una predicción de la demanda y de hipótesis sobre el régimen hidráulico, las alternativas existentes de generación y otras variables fundamentales, cuál debía ser el calendario aproximado de inversiones en nuevas instalaciones de producción (y, en algunos casos, de gestión de la demanda).

Este problema se resuelve con la ayuda de herramientas informáticas de optimización, basadas en técnicas de investigación operativa, que tratan de minimizar el coste de explotación del sistema respetando una serie de restricciones. Las más importantes de estas restricciones están relacionadas con la fiabilidad del sistema, y tienen como objeto que exista un margen suficiente entre la potencia instalada y la demanda máxima, de modo que esté garantizada, a un nivel razonable, la continuidad del suministro. En muchas ocasiones se recogen también otras restricciones, tales como la limitación del impacto ambiental (lo que puede limitar la utilización de ciertas tecnologías o combustibles), la diversificación de fuentes de energía o la exigencia de utilizar determinados combustibles autóctonos.

En la mayor parte de los países la planificación eléctrica ha sido tradicionalmente responsabilidad de la Administración o ha sido supervisada por ésta. Este planteamiento era el más indicado en un contexto tecnológico en el cual las alternativas de generación más eficientes requerían enormes inversiones y

largos plazos de construcción. La Administración formulaba las hipótesis sobre evolución de la demanda y otras variables relevantes, decidía qué margen de seguridad era necesario y qué tecnologías resultaban más adecuadas. En este proceso, y dependiendo de la estructura industrial y de propiedad en el sector eléctrico de cada país, también han tenido gran importancia los intereses propios las empresas eléctricas y de sus accionistas como importantes “grupos de presión” ante la Administración.

El elemento central de la planificación eléctrica ha sido siempre un proceso explícito de optimización, que, en teoría, proporcionaba la solución más eficiente a las necesidades energéticas de cada país. No obstante, esta optimización centralizada se apoyaba en numerosas hipótesis respecto al comportamiento futuro de las magnitudes relevantes. La práctica imposibilidad de predecir con precisión estos valores ha llevado, en diversas ocasiones y países, a errores importantes que han desembocado en situaciones de exceso de capacidad o falta de potencia instalada, o en la selección de tecnologías que posteriormente se han revelado inadecuadas.

En este contexto, también la industria eléctrica ha tenido, tradicionalmente, el incentivo de promover inversiones no siempre justificadas desde un punto de vista estrictamente económico pero que aumentaban su base de activos con escaso riesgo en la inversión. Todo ello ha llevado, en el caso español, a un exceso de capacidad manifiesta desde mediados de los años 80, incluso después de la paralización de numerosos proyectos.

La planificación en un marco competitivo

La principal característica de la planificación de la generación en un entorno competitivo radica en que se realiza de forma **descentralizada**: cada empresa es responsable de sus propias decisiones de inversión, y debe tomarlas sin conocer exactamente cuáles son las hipótesis y valoraciones que formulan sus competidoras. La figura del planificador central ha sido sustituida por una multiplicidad de “pequeños planificadores”. Puede argumentarse que esto dificulta encontrar la solución óptima. No obstante, la experiencia de otros sectores económicos demuestra que un mercado eficiente, donde los participantes reciben las señales económicas adecuadas, permite encontrar soluciones óptimas con menor riesgo de que se produzcan los errores “de bulto” que pueden ocurrir en una planificación centralizada.

La esencia de este proceso de planificación es alinear los intereses del agente que toma las decisiones con los intereses de la eficiencia económica global. En un entorno competitivo, las empresas toman la decisión de invertir sólo cuando tiene sentido económico, eliminando los intereses políticos, industriales, o particulares que pueden darse en un contexto de planificación centralizada.

Esta descentralización, que en los años sesenta y setenta no hubiera resultado viable, es factible en estos momentos por razones de carácter económico y tecnológico. El desarrollo de nuevas tecnologías de generación, como las centrales de ciclo combinado, ha reducido significativamente las cantidades a invertir y los plazos de construcción de la nueva capacidad, lo que ha abierto las puertas del mercado a empresas más pequeñas que las grandes compañías tradicionales. Además, el desarrollo de mercados de combustibles y, especialmente, el auge del gas natural, permite el acceso a las fuentes de energía primaria en condiciones más flexibles y a mejores precios

“Los elementos fundamentales del nuevo entorno competitivo de la generación son la descentralización de las decisiones y el incremento de los riesgos”

que hace unos años. Se puede afirmar que se reducen significativamente las economías de escala en la generación eléctrica: Un generador pequeño (por ejemplo, una sola planta de 300-400 MW) puede ser tan eficiente o más que las grandes empresas eléctricas.

Aunque se realice por las empresas, de forma descentralizada, la planificación en un entorno competitivo es un problema similar, en principio, a la planificación tradicional. De nuevo es necesario diseñar un calendario de instalación de nueva capacidad a partir de alternativas existentes y de hipótesis sobre variables relevantes. No obstante, la introducción de competencia trae consigo una nueva incertidumbre de carácter fundamental: ¿cómo será la **remuneración del generador**?

En un mercado competitivo el generador ha de vender su producción, bien a través de un mercado mayorista organizado, bien tratando directamente con los clientes. Así pues, el generador no puede saber con exactitud qué volumen de energía podrá producir ni a qué precio podrá venderlo. En un mercado como el español, donde la energía eléctrica se negocia fundamentalmente a través de un mercado mayorista o *pool*, la **predicción del precio** de este mercado es una variable fundamental que determina los ingresos que un generador podrá recibir.

La utilización del coste marginal en el pool

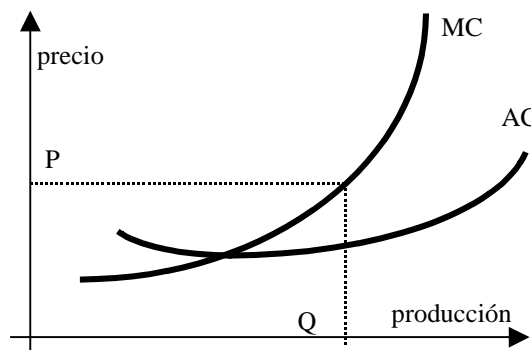
La utilización del coste marginal para calcular el precio tiene su justificación en la teoría microeconómica. Una empresa i tratará normalmente de elegir la relación producción (Q) - precio (P) que le permita maximizar su beneficio. Si CT son los costes de producción y se supone competencia perfecta (es decir, que la empresa no tiene capacidad de influir en el precio del mercado) se tendrá:

$$\max_{Q_i} (PQ_i - CT_i(Q_i))$$

Resolviendo este problema se obtendrá la combinación de precio y cantidad producida que produce un beneficio máximo, que se encuentra en el punto en el que el precio coincide con el coste marginal de producción (MC):

$$\frac{\partial (PQ_i - CT_i(Q_i))}{\partial Q_i} = 0$$
$$P = \frac{\partial CT_i}{\partial Q_i} = MC_i(Q_i)$$

Este es el punto de equilibrio al que evolucionará, de forma natural, cualquier mercado competitivo. Esta situación no garantiza que cualquier empresa recupera sus costes y tiene un beneficio razonable. Aquellas empresas cuyos costes medios de producción (AC) sean demasiado elevados no podrán sobrevivir, por lo que, a medio plazo, sólo resistirán aquellas que tienen costes medios menores que el coste marginal (las que se sitúan en la parte derecha de la figura). Es sencillo comprobar que los grupos de producción térmicos, trabajando en un punto de operación razonable, están en esa zona.



La hipótesis básica en el diseño de un mercado eléctrico es que, en presencia de competencia, los precios ofertados por los distintos generadores son próximos a sus costes marginales. No obstante, el paso de los costes a los precios no es inmediato: la estructura de costes de un grupo generador es complicada (con costes de arranque y parada, costes de funcionamiento en vacío, costes fijos y variables, etc.), y la "transformación" de esos costes en un único precio ha de basarse en hipótesis sobre el régimen de funcionamiento, en la estrategia de la empresa y en las circunstancias del mercado.

Puede resultar poco intuitivo que todos los generadores sean remunerados con el mismo precio, a pesar de que sus estructuras de costes son muy diferentes. Esto parece llevar a que los generadores de costes marginales más bajos sean remunerados en exceso, por lo que, en ocasiones, se ha sugerido una estructura de remuneración basada en el precio ofertado por cada generador. No obstante, no debe olvidarse que los generadores de costes variables más reducidos suelen tener los costes fijos más elevados, por lo que esta remuneración adicional les permite la recuperación de los costes fijos. Además, en un mercado en que cada generador recibe su precio ofertado, cada empresa tratará de estimar los precios que van a ser ofertados por su competencia, e intentará situarse ligeramente por debajo. El resultado será que, de nuevo, los generadores de costes marginales bajos ofertarán un precio más elevado que sus costes.

Por estas razones, suele considerarse que la remuneración basada en un único precio para el sistema es la más adecuada. De este modo, se incentiva a los generadores a ofertar precios más bajos, pues aumentan las posibilidades de que su oferta sea seleccionada sin afectar al precio que recibirán (salvo para la última oferta aceptada, que es la que marca el marginal).

Los generadores pueden tener otros ingresos no directamente derivados del mercado, tales como la **remuneración de capacidad** o las compensaciones por los **costes de transición a la competencia**, que se discutirán más adelante. Estos ingresos también tienen elementos de incertidumbre, al menos en cuanto a su evolución en el tiempo, por lo que el generador también ha de preverlos al valorar sus alternativas de inversión.

La toma de decisiones en un contexto de incertidumbre elevada resulta muy difícil para cualquier empresa. Encontrar financiación para un generador eléctrico que depende para sus ingresos de los precios

resultantes en el mercado mayorista puede ser complejo, por lo que, en general, las empresas tratarán de reducir esos riesgos mediante contratos que aseguren un determinado nivel de ingresos. Al final de este artículo se discutirán brevemente las posibilidades que existen para **gestionar estos riesgos**¹.

¹ Las entidades financieras se están habituando a las nuevas circunstancias y han desarrollado la capacidad de evaluar este tipo de inversiones y los riesgos asociados. Ya hay varios casos de las denominadas *merchant plants*, grupos que han sido financiados a pesar de de-

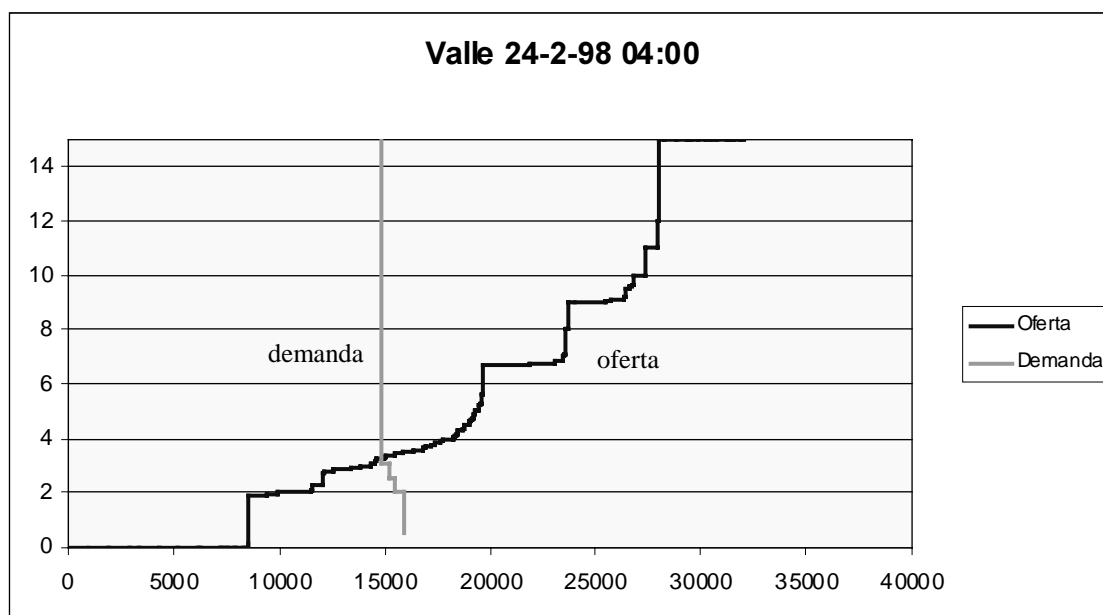


Figura 1. Curva de oferta correspondiente al mercado español. El precio marginal viene dado por la intersección de la oferta y la demanda, y corresponde al grupo que tendría que aumentar su producción para suministrar una unidad de producción adicional. La curva de demanda incluye ofertas de adquisición de energía con precio, como se discute posteriormente en el texto.

La remuneración de los generadores en el *pool*

En el mercado español y en los mercados eléctricos más importantes y conocidos (Reino Unido, Argentina, Chile, California, Australia, Escandinavia, Colombia, Nueva Zelanda, etc.) la remuneración de los generadores se basa en principios similares. Todos los generadores son remunerados al precio mayorista vigente en cada periodo, y este precio mayorista se basa en el coste marginal del sistema.

El coste marginal del sistema corresponde al coste de suministrar una unidad adicional de demanda. En un sistema de ofertas como el utilizado en España este valor vendrá dado por la última oferta aceptada para atender la demanda existente (la oferta más cara, ver figura 1), pues ésa será la que tendrá que aumentar su producción para atender a la demanda adicional.

El precio mayorista se utiliza como base para calcular la remuneración de los generadores, y los pagos a efectuar por los compradores de energía. Las variables fundamentales que han de utilizarse para hacer predicciones del precio son las que siempre han sido consideradas en la planificación: régimen hidráulico, precios de los distintos combustibles, forma de la curva de carga, etc. Por esta razón, la predicción de los precios del *pool* podría realizarse, en principio,

con un modelo de planificación de la explotación, que permite obtener el acoplamiento y el despacho de los grupos generadores a partir de sus costes y sus restricciones de funcionamiento.

No obstante, en un mercado competitivo aparece un elemento nuevo y fundamental: las actuaciones de los agentes del mercado. A medio y largo plazo, las decisiones de inversión de éstos condicionarán con cuánta capacidad hay que competir, mientras que, en el corto plazo, las ofertas al *pool* presentadas por los diversos agentes determinan el precio que se obtendrá. Si se trata de modelar el funcionamiento del mercado considerando únicamente los costes de los generadores, se estará olvidando la incertidumbre respecto a las acciones de los agentes del mercado.

Los agentes, incluso en el supuesto de que tengan estructuras de costes idénticas, pueden tener comportamientos muy diferentes. Cada agente tendrá su propia valoración de los riesgos y expectativas, formulará su propio conjunto de hipótesis sobre el funcionamiento del mercado y tendrá sus particulares restricciones económicas. Por otra parte, incluso con el mismo parque generador, distintos esquemas de regulación y estructuras del mercado pueden llevar a comportamientos diferentes y niveles de precios distintos. Así pues, un modelo del mercado eléctrico que permita obtener previsiones de precios ha de recoger estos efectos.

penden casi exclusivamente del precio del *pool* para sus ingresos.

La teoría de juegos y los mercados eléctricos

La teoría de juegos es una disciplina que estudia problemas de las ciencias sociales (por ejemplo, el comportamiento de los mercados) mediante modelos basados en los juegos de estrategia. Durante mucho tiempo, los científicos han tratado de analizar los problemas sociales utilizando herramientas de las ciencias físicas. Sin embargo, este enfoque no recogía adecuadamente la realidad de que, en los fenómenos sociales, los participantes son seres humanos que pueden competir, cooperar y disponer de grados de información diferentes respecto a las intenciones y acciones de los otros participantes.

El dilema del prisionero es un ejemplo típico de problema analizado por la teoría de juegos:

“Dos hombres, Pepe y Juan, han sido detenidos como sospechosos de un atraco. Ambos están encerrados en celdas diferentes, e incommunicados entre sí. La policía no dispone de pruebas de su participación, por lo que depende de las confesiones de Pepe y Juan para incriminarlos. Los dos sospechosos serán interrogados por separado, y tienen las opciones siguientes: (1) si uno de los dos confiesa y acusa a su compañero y el otro no, el delator queda libre y el compañero es condenado a 20 años; (2) si ambos confiesan, los dos serán condenados a 5 años de cárcel; (3) si ambos callan, los dos son condenados a 1 año por un delito menor.”

La teoría de juegos puede representar esta situación mediante una tabla como la adjunta. Analizándola se puede concluir, por ejemplo, que una estrategia adecuada para cualquiera de los dos sospechosos es confesar y acusar al compañero,

		Pepe	
		confiesa	calla
Juan	confiesa	(5, 5)	(0, 20)
	calla	(20, 0)	(1, 1)

Juan es condenado a 20 años, Pepe queda libre

pues de ese modo eliminan el riesgo de una larga condena. Es importante remarcar que, aunque lo óptimo para el conjunto sería que se pusiesen de acuerdo ambos en callar, si uno de ellos no se fía de que el otro vaya a cumplir el acuerdo, su estrategia óptima es confesar y acusar al contrario. En efecto, para cualquiera de las dos actitudes del contrario, uno mismo siempre sale mejor parado confesando y acusando al contrario.

Resulta fácil trasladar este ejemplo al caso de las inversiones en nueva capacidad de generación. Los dos sospechosos pueden ser dos empresas generadoras que están analizando la viabilidad de instalar (confesar) o no instalar (callar) una nueva central. Las condenas son los márgenes que éstas esperan

obtener de su inversión: lógicamente éstos serán menores cuanto mayor sea la capacidad instalada. Si ambas renuncian a invertir (ambos sospechosos se callan), el exceso de demanda sobre la oferta producirá precios altos que benefician a las dos. Si sólo una de ellas invierte (confiesa), la rentabilidad de su inversión será muy elevada, mientras que si ambas lo hacen, la rentabilidad será más baja.

La construcción de este tipo de modelos es una disciplina incipiente, en la que existe poca experiencia. Estos trabajos suelen basarse en herramientas matemáticas (como, por ejemplo, los modelos de oligopolio de Bertrand y Cournot o la teoría de juegos) que permiten abordar el modelado de un mercado real, alejado de las simplificaciones teóricas en que se basan los mercados perfectos que suelen utilizarse en los libros de microeconomía.

No obstante, no es posible capturar toda la riqueza del comportamiento humano en un modelo matemático. Los análisis más detallados sólo son posibles mediante experimentos basados en sujetos que actúan como agentes del mercado y tienen algún incentivo comparable a los que tienen los verdaderos agentes. Sólo así es posible extraer conclusiones fiables sobre mecanismos en los que la voluntad humana juega un papel tanto o más importante que los costes y las restricciones técnicas.

La demanda y el precio del *pool*

En un mercado ideal el precio se establece en el punto donde se equilibran la oferta y la demanda. Así pues, el comportamiento de la demanda es tan relevante como el de los generadores al definir cuál es el precio del mercado mayorista.

Tradicionalmente la demanda ha sido tenida en cuenta en la planificación de sistemas eléctricos como un elemento incontrolable: una variable que se podría tratar de prever pero cuyo comportamiento era muy difícil influenciar. El desarrollo de los programas de gestión de la demanda llevó a que éstos pudieran ser considerados, en teoría, alternativas válidas a la inversión en nueva capacidad. No obstante, la gestión de la demanda sólo ha llegado a ocupar un lugar secundario en la planificación y la explotación de los sistemas eléctricos.

Los primeros mercados eléctricos, como el inglés, continúan con el tratamiento habitual, y consideran la demanda de forma pasiva. El operador del mercado obtiene el precio a partir de una previsión de la de-

manda realizada el día anterior, y se ignoran las variaciones posteriores de ésta. Esto tiene efectos significativos: por ejemplo, si la previsión es de una demanda elevada y eso lleva a un precio muy alto, es previsible que la demanda real se reduzca. Sin embargo, en el sistema inglés el precio no se vuelve a calcular, y los generadores son remunerados al precio elevado que se fijó inicialmente.

No obstante, la introducción de competencia en el mercado eléctrico lleva a una situación en la que la demanda es un agente activo, que puede reaccionar al precio, y que debe ser tenida en cuenta en la planificación y la operación de una forma nueva.

En el mercado eléctrico español la demanda participa en igualdad de condiciones con la generación. Los compradores de energía en el mercado (que pueden ser los distribuidores, comercializadores, grandes consumidores y centrales de bombeo) pueden presentar ofertas que incluyan el precio al que están dispuestos a comprar. La figura 1 muestra un ejemplo de esto: la línea que representa la demanda incluye unos escalones en la parte inferior que representan demanda sensible al precio (en este caso, corresponde a las ofertas de adquisición de energía presentadas por centrales de bombeo).

Es claro que buena parte de la demanda es inelástica, no reacciona a cambios de precio. Es el caso, por ejemplo, de la demanda doméstica, que paga una tarifa estable y no se ve afectada por las variaciones horarias del precio del mercado. Sin embargo, parte de la demanda industrial sí puede responder a estas señales económicas, y es previsible que este efecto se acentúe en el futuro (a medida que se reduzcan los umbrales para que los clientes puedan elegir suministrador o acceder directamente al mercado), por lo

que esta variable será cada vez más importante.

Fiabilidad e inversiones en nueva capacidad

Un elemento fundamental de la planificación eléctrica tradicional es la restricción de fiabilidad, que lleva a programar inversiones mayores de lo que sería estrictamente necesario con vistas a conseguir un margen suficiente entre la demanda máxima y la potencia instalada. En general, la Administración tiene interés en que este margen exista, pues será percibida por los clientes (y votantes) como responsable último de cualquier problema de insuficiencia de suministro.

En un mercado eléctrico simplificado, como el que hasta ahora se ha descrito, no existe ningún mecanismo explícito que induzca este comportamiento. El precio del *pool*, resultante de la relación entre oferta y demanda, es la única señal económica que condiciona las inversiones. En situación de falta de capacidad (exceso de demanda), los precios subirán. Esta elevación de los precios será el incentivo principal para atraer inversiones adicionales en capacidad. No obstante, este planteamiento presenta limitaciones importantes:

- Se trata de una señal de corto plazo, que no ofrece el margen de tiempo necesario para reaccionar: en general, los precios sólo se elevarán significativamente cuando el desequilibrio entre oferta y demanda ya exista, y no haya tiempo para instalar nuevas centrales.
- La dependencia exclusiva del precio marginal para la remuneración lleva a una situación de

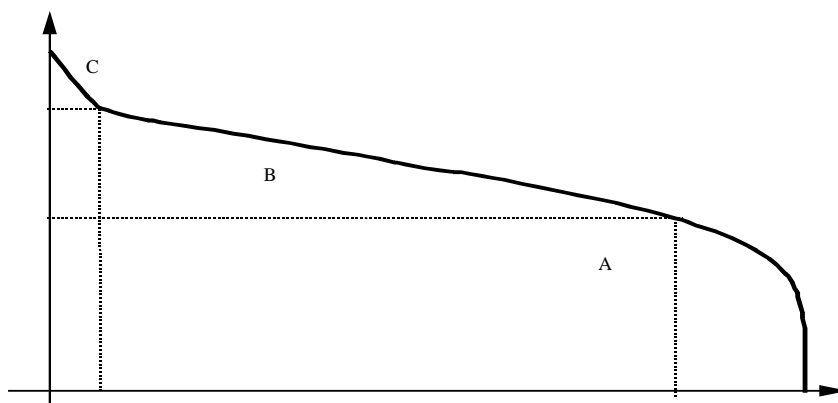


Figura 2. En un mercado competitivo basado en el precio marginal, los generadores han de recuperar sus costes fijos durante las horas en las que ellos no marcan el marginal. Cuando el grupo A está al margen, el precio marginal estará próximo a sus costes reales, y no le permitirá recuperar los costes fijos. Sin embargo, cuando el generador B está al margen, su precio superior permite que el generador A recupere costes fijos. El último grupo del sistema sólo puede producir cuando todos los demás grupos están al máximo. En estas condiciones este grupo no tendría competencia y podría fijar el precio que deseara: en esos momentos escasos ha de tratar de recuperar todos sus costes. No obstante, se trata de una situación muy incierta. En particular, en un sistema hidrotérmico con mucha generación hidráulica (como es el caso de Brasil), el grupo C podría ser un generador térmico que sólo resulta necesario cada pocos años, en caso de sequía extremada, por lo que sus ingresos son extremadamente volátiles.

riesgo excesivo (elevada volatilidad de los ingresos) para los generadores que funcionan en punta, como se ilustra en la figura 2.

- Este sistema, combinado con la incertidumbre respecto a la evolución futura de la demanda, llevará a que generadores con aversión al riesgo tiendan a invertir menos de lo necesario, como se ilustra en la figura 3.

Estas limitaciones son especialmente graves en sistemas que tienen una fuerte componente hidráulica con una volatilidad significativa, como es el caso del sistema eléctrico español. En estas condiciones existe un grado de incertidumbre mayor respecto al régimen de funcionamiento de la generación térmica, que complica las decisiones de inversión.

Esta dificultad puede ser relativamente menor en sistemas muy interconectados con redes eléctricas vecinas, que pueden recurrir con facilidad al apoyo de importaciones, pero se agrava en países relativamente aislados que dependen en gran medida de la capacidad instalada en su interior.

La solución más usual a este problema, adoptada en países como Argentina, Chile, el Reino Unido, Colombia y España, es la remuneración por garantía de potencia, también conocida como remuneración de capacidad.

La remuneración por garantía de

potencia

La remuneración por garantía de potencia es una señal económica adicional al precio del *pool*, concedida como un mecanismo de largo plazo, independiente del despacho real y orientada a reducir la dependencia de los generadores de la remuneración procedente del mercado. De este modo se reduce la volatilidad de los ingresos de los generadores que funcionan en punta.

La remuneración de capacidad es una herramienta de la que dispone la Administración para incentivar o desincentivar la entrada de nueva capacidad, sin recurrir a la planificación obligatoria. De este modo se consigue un efecto similar al que lograban las restricciones de fiabilidad en la planificación tradicional (provocar la entrada de más capacidad de generación), haciendo más fácil que a los generadores “les salgan las cuentas”.

Existen distintos mecanismos para implantar esta remuneración. Todos ellos tienen en común que tratan de remunerar la aportación de cada generador a la fiabilidad del sistema, asignando una remuneración a los grupos generadores que no depende de si éstos están despachados, sino de su capacidad de aportar energía y potencia al sistema cuando sea necesario.

Esta aportación de fiabilidad puede cuantificarse utilizando modelos que calculan alguna medida relacionada con la fiabilidad (por ejemplo, la probabilidad de pérdida de carga). Se trata de herramientas



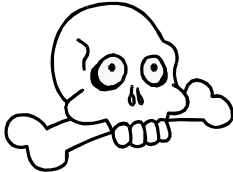

	Demanda baja	Demanda alta
Inversión baja		
Inversión alta		

Figura 3. Un generador con aversión al riesgo puede optar entre invertir en nueva capacidad o no hacerlo. Si no lo hace y crece la demanda, se beneficiará de unos precios elevados. Si no lo hace y la demanda se mantiene, previsiblemente obtendrá una rentabilidad adecuada. Por el contrario, si invierte y la demanda crece recupera su inversión, pero si invierte y la demanda se mantiene la operación puede resultar ruinosa. Lógicamente este cuadro simplificado se complica notablemente en presencia de consideraciones estratégicas y de las decisiones de otras empresas, pero permite intuir que puede ir en interés de los generadores que no se invierta excesivamente en nueva capacidad.

que permiten realizar el cálculo en presencia y en ausencia del generador en cuestión, con lo que, en teoría, se puede medir su contribución a la fiabilidad del sistema. No obstante, esta cuantificación es difícil en la práctica, pues requiere una simulación realista del funcionamiento del sistema, incluido el manejo de la generación hidráulica. Por este motivo puede recurrirse a procedimientos simplificados, basados en la potencia disponible y en la producción histórica como aproximaciones a la contribución a la fiabilidad de cada generador, como se ha hecho en el diseño de la remuneración de capacidad en España.

Otros ingresos de los generadores

La transición de un sistema regulado a un entorno de competencia puede causar desajustes importantes. Las inversiones que se realizaron en el pasado, en cumplimiento de la planificación realizada por la Administración, pueden no ser rentables en el entorno competitivo, pues pueden cambiar los regímenes de funcionamiento e instalarse nueva capacidad.

En los países en los que la introducción de competencia se ha realizado al mismo tiempo que se privatizaba un monopolio público (por ejemplo, Chile, Argentina, Australia o el Reino Unido), estos desajustes han sido descontados por los inversores que compraban las empresas eléctricas. Sin embargo, en los sistemas eléctricos que ya estaban en manos privadas, una transición sin ningún mecanismo de protección causaría enormes perjuicios a los accionistas. Esta es la situación en Estados Unidos y en España.

La solución a este problema se basa en el reconocimiento de unos costes de transición a la competen-

cia (que suelen conocerse por el término inglés *stranded costs*). Con este mecanismo, a las empresas inmersas en el proceso de transformación se les reconoce el derecho a recibir unas remuneraciones adicionales, calculadas como la diferencia entre los ingresos que habrían percibido en el marco regulatorio anterior y los que van a recibir del mercado.

En su filosofía estos mecanismos son similares a los costes de la moratoria nuclear. De forma similar, en algunos países ha sido posible titularizar este derecho, con lo que las empresas han podido transferirlo a inversores y adelantar la recuperación. En cualquier caso, se trata de un ingreso adicional que ha de ser tenido en cuenta por los generadores en la planificación de sus inversiones.

Mecanismos de gestión de riesgos

El funcionamiento en un mercado competitivo incrementa el riesgo al que los generadores están sometidos:

- No existe seguridad de vender los volúmenes de energía esperados, pues las ofertas al *pool* pueden no ser aceptadas.
- No puede preverse con certeza el precio del mercado, con lo que las previsiones de ingresos resultan muy difíciles. Los precios pueden resultar muy sensibles a la demanda, como se ilustra en la figura 4. La volatilidad de los precios del *pool* se ve acentuada por otros factores, como la aleatoriedad de las aportaciones hidráulicas o el impacto de la remuneración por garantía de potencia.

Además de la volatilidad a corto plazo existe otro

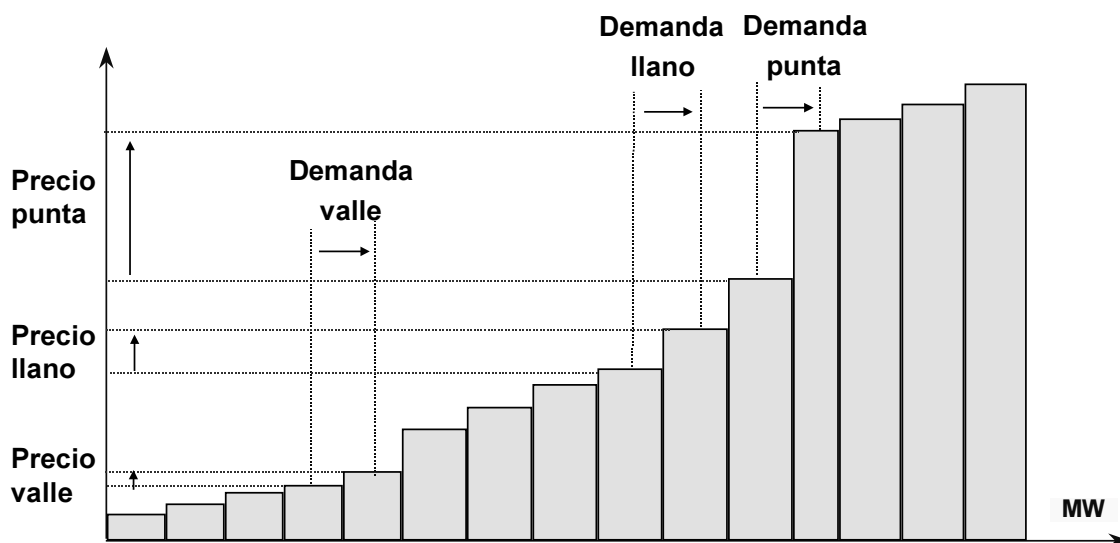


Figura 4. La forma de la curva de oferta, en la que existen tramos con distinta pendiente, puede llevar a una volatilidad notable de los precios del *pool*. En diversos periodos del día, una misma variación de la demanda puede producir efectos muy distintos sobre el precio.

efecto, más importante, derivado de las incertidumbres sobre la entrada de nueva capacidad y los precios a medio y largo plazo: ya no existe una planificación pública que se pueda usar como base para las previsiones, sino que resulta necesario adelantarse a las acciones de los competidores.

Las herramientas de gestión de riesgos son los elementos de los que disponen los agentes del mercado eléctrico para convertir sus ingresos y costes volátiles en ingresos y costes más o menos asegurados. En general, se trata de contratos que dan el derecho a comprar o vender energía a un determinado precio. Estos contratos pueden tener plazos y estructuras muy diferentes.

El producto más conocido en este ámbito son los contratos por diferencias que se usan en el Reino Unido. Se trata de lo que, en lenguaje financiero, se conoce como contratos *forward*. Un contrato por diferencias establece el derecho de una de las partes a recibir (o la obligación de pagar) compensaciones si el precio del pool es superior o inferior al precio pactado en el contrato. Los ingresos y pagos de los participantes en uno de estos contratos se resumen en la tabla siguiente:

	Generador	Comprador
Pool	$q.P_m$	$-q.P_m$
Contrato	$q.(P_c - P_m)$	$-q.(P_c - P_m)$
Total	$q.P_c$	$-q.P_c$

El contrato obliga al comprador a pagar al generador la diferencia entre el precio contratado (P_c) y el del pool (P_m), por la cantidad de energía pactada q , si el precio del contrato es mayor que el del mercado, y al revés en caso contrario. Como puede verse, estas obligaciones y derechos, superpuestas con los pagos y cobros del *pool*, llevan a que los ingresos y costes de cada uno de los participantes sean previsibles: ya no dependen del precio del mercado, sino que van a pagar o cobrar el precio que ellos han negociado.

Estos contratos son instrumentos puramente financieros, sin efecto directo sobre el despacho. Se trata de compromisos de pago y cobro que se establecen al margen del mercado. No obstante, los contratos sí tienen un efecto inducido: pueden incentivar al generador y al consumidor a ajustarse al perfil de producción y consumo que se ha pactado, pues si producen o consumen en exceso o defecto quedan expuestos al precio del *pool*².

Los contratos por diferencias son productos hechos a la medida de las partes, con estructuras que pueden alcanzar notable complejidad (por ejemplo, pueden estar condicionados a la disponibilidad del generador, o el precio pactado puede estar ligado a las características técnicas de una central determinada). Esto hace que, en la mayor parte de los casos, un contrato determinado sólo sea atractivo para la pareja de comprador y vendedor que lo estableció.

Sin embargo, es muy útil que los contratos puedan venderse o comprarse con facilidad. De este modo, si un cliente cambia sus necesidades energéticas (por ejemplo, porque cierra su fábrica), puede vender su contrato a otro cliente. Para que esto sea posible es necesario proceder a una estandarización: diseñar contratos más sencillos, pero que pueden ajustarse a las necesidades de un número mayor de agentes. Este paso se dio en el Reino Unido con la introducción de los llamados Electricity Forward Agreements (EFA), que están estandarizados y son negociables. Así puede aparecer un mercado de contratos, con cierta liquidez, que permite que los agentes vayan adaptando con flexibilidad sus coberturas de riesgo a sus necesidades.

Un paso más en esta dirección lo constituyen los **futuros**, contratos que están completamente estandarizados y, además, son negociables directamente a través de un mercado organizado y regulado, conocido como mercado de futuros. Frente a los contratos *forward*, los futuros presentan la ventaja de que son negociados y liquidados de forma centralizada, con lo que se consigue una máxima liquidez y se elimina el riesgo de impago.

En el caso de los Contratos por Diferencia o de los EFA, si una de las partes no paga, el quebranto es sufrido por la otra parte, lo que exige establecer con mayor cuidado las condiciones y garantías de la transacción (lo que lleva a mayores costes). Por el contrario, en el caso de los futuros, el mercado actúa como contraparte de todas las transacciones, y asume los riesgos de impago (por lo que, lógicamente, exigirá garantías a todos los participantes). Se trata de un procedimiento que resulta más barato y ágil.

Los mercados organizados no sólo negocian futuros, sino también otros elementos, como las **opciones**. Las opciones también otorgan derechos a comprar o vender a un precio determinado, a cambio del pago de una cantidad fija. Son elementos más sencillos que pueden combinarse para construir un futuro: mientras que un futuro suele operar en los dos sentidos (establece obligaciones equivalentes para las dos partes) las opciones tratan de formas diferentes a

² En España se permite también la existencia de contratos físicos, que tienen un efecto directo sobre el despacho de los generadores. No obstante, los contratos financieros permiten alcanzar los mismos objetivos que

los contratos físicos con menores complejidades técnicas.

ambas partes. Por ejemplo, una opción *call* establece el derecho del poseedor de la opción a comprar energía a un determinado precio, (en la práctica, a la percepción de una compensación si el precio del mercado es más alto que el valor pactado). Este derecho se adquiere a cambio de un pago fijo, en lugar de establecerse un derecho equivalente en sentido contrario.

Mediante la combinación de diversos tipos de opciones, futuros y otros elementos, los agentes del mercado pueden diseñar las coberturas de riesgo que necesitan, con total flexibilidad y con la posibilidad de ajustarlas con rapidez a cambios en las circunstancias.

El desarrollo de un mercado de futuros no es un proceso sencillo. En países como el Reino Unido, donde se liberalizó el mercado eléctrico hace ya varios años, todavía no se ha desarrollado uno de estos mercados. Por el contrario, en Escandinavia el mercado de futuros es un elemento fundamental del mercado eléctrico, y se ha puesto en servicio a la vez que el *pool*, operado por la misma entidad (Nord Pool).

En general, para que funcione un mercado de futuros han de cumplirse una serie de condiciones, por ejemplo, que exista un número suficiente de potenciales compradores y vendedores con distintas percepciones del riesgo, que el funcionamiento del mercado subyacente, el *pool*, esté suficientemente bien establecido, que existan incentivos económicos a establecer coberturas del riesgo, etc. El mercado de futuros aparece cuando los agentes del mercado lo requieren, sin que sea necesario (ni conveniente) forzar su aparición antes de que se den todas las condiciones.

Conclusión: la actitud de los generadores ante un entorno con riesgo

Las empresas generadoras han pasado en poco tiempo de trabajar en un entorno regulado y previsible a desenvolverse en un mundo en el que van apareciendo riesgos diversos y en el que han de tomar decisiones de inversión y explotación en un contexto de incertidumbre. Este cambio no hace más que enfrentarnos al mismo medio en el que se han desenvuelto tradicionalmente muchas otras empresas: luchar por los clientes, tratar de adelantarse a las acciones de los competidores, asumir las consecuencias de las decisiones equivocadas, etc. Para las empresas eléctricas esto supone un profundo cambio de mentalidad y de actitud, y exige el desarrollo de nuevas capacidades de gestión.

La empresa generadora del futuro ha de ir más allá de la excelencia tecnológica. Ha de producir más eficientemente que sus competidores, pero ha de ser capaz de vender esa producción a buen precio.

La clave del éxito en este nuevo entorno radica en ser capaces de gestionar los riesgos adecuadamente: el nivel de riesgo no ha de venir impuesto por el azar, sino que ha de ser activamente controlado por la empresa. Los riesgos han de verse como oportunidades de negocio: cada vez existen más posibilidades de *trading* y arbitraje, en las que una empresa puede sacar partido de su cartera de activos, de su cercanía a los clientes y de su conocimiento de los mercados energéticos.