

El problema de la garantía de suministro en los mercados liberalizados de electricidad

1. Introducción y aspectos teóricos

Durante los años noventa, el debate en torno al sector eléctrico se centró en el proceso de desregulación y liberalización de algunas fases del proceso productivo, como la generación y sus efectos sobre la competencia. Este debate se vio enriquecido por la publicación de modelos teóricos que fueron aplicados a los mercados eléctricos de diversos países (1). En todos estos trabajos se realizaba un análisis de corto plazo, suponiendo la existencia de capacidad suficiente para abastecer la demanda máxima del sistema. Es cierto que, en los primeros años de liberalización, este supuesto era perfectamente legítimo ya que en todos los países se partía de una situación de sobrecapacidad, resultado de la planificación propia de un sector regulado. Sin embargo; la liberalización del sector implicaba la toma de decisiones descentralizadas por parte de las empresas generadoras, tanto en su política de fijación de precios como en la de inversión en capacidad.

La decisión de instalación de capacidad, común a cualquier otro sector, es de especial relevancia en la generación eléctrica, por poseer ésta un conjunto de peculiaridades que la diferencian de otros sectores. Primero, la capacidad disponible no puede ajustarse en el corto plazo, ni construyéndola, ni mediante importaciones, ni con el almacenamiento en períodos anteriores de demanda baja (demanda y oferta deben igualarse en cada instante). Segundo, la demanda sufre fuertes variaciones durante el período de vida de una planta productiva (2). Por consiguiente, dado que el almacenamiento no es posible, el grado de utilización de la capacidad oscila a lo largo del tiempo. Tercero, en países dependientes en buena medida de recursos hidráulicos almacenables, como España, existe incertidumbre sobre el nivel de capacidad hidráulica disponible en cada momento, lo cual afecta considerablemente el grado de utilización de la capacidad térmica y, por lo tanto, su rentabilidad. Cuarto, la demanda es poco flexible ante cambios en precios. Es más, la mayor parte de los consumidores finales no reciben, ni es de esperar que reciban en el futuro próximo, señales horarias de precios. Por último, tratándose de un factor de producción básico para las restantes actividades tiene un fuerte efecto arrastre hacia delante por lo que los efectos dinámicos y el coste social provocado por la falta de suministro son muy elevados.

Todo esto obliga a analizar la competencia en el sector con una visión de largo plazo, que pasa por representar el comportamiento de las empresas generadoras como la toma de dos decisiones

secuenciales: la primera afecta a su capacidad instalada y la segunda resulta en un conjunto de pujas de oferta en el mercado mayorista. La forma adecuada de resolver este proceso de decisión consiste en anticipar los pagos derivados de la política de precios para cada posible nivel de capacidad en el sistema y con esta información adoptar la política óptima de inversiones.

Como ya se ha mencionado, hasta la fecha se han realizado muchos análisis sobre la competencia en el corto plazo. Ahora bien, se ha estudiado escasamente la decisión de instalar capacidad. Castro-Rodríguez, Marín y Siotis (2001) ofrecen uno de los pocos estudios del tema e identifican dos factores que afectan a la decisión de las empresas. En primer lugar, si existe capacidad suficiente para cubrir la demanda máxima, algunas unidades (las de costes variables unitarios de producción mayores) entran en funcionamiento durante un número muy reducido de horas, insuficiente para recuperar sus costes fijos de instalación y mantenimiento. En segundo lugar, dado que con exceso de capacidad el regulador y las autoridades de la competencia pueden asegurar que exista una fuerte competencia, la única vía para elevar los precios significativamente sin provocar su intervención consiste en provocar una situación de escasez de capacidad.

Así pues, a partir del modelo del sector desarrollado en el trabajo citado se puede concluir que, en un mercado con un número limitado de empresas y entrantes potenciales que toman decisiones de forma no cooperativa, el equilibrio resultante pasa por una situación de infrainversión en capacidad, con los consiguientes cortes de suministro que esto implica.

2. Experiencia internacional

Este resultado no parece descabellado si recordamos el caso de California, donde el regulador confió totalmente las decisiones de inversión al funcionamiento del mercado. El sector se liberalizó en 1996 cuando el sistema eléctrico Californiano disfrutaba de un margen de reserva en torno al 30%, pero el exceso de capacidad inicial se transformó muy pronto en escasez. En el verano de 1999, hubo que declarar numerosos días de emergencia tipo 1 (margen de reserva por debajo del 7%) y los precios del mercado mayorista empezaron a dispararse, más que duplicándose. En el verano de 2000, se tuvo que declarar una emergencia de tipo 2 (margen de reserva por debajo del 5%). En esa ocasión, se pidió a las

empresas de suministros que limitaran su demanda prevista.

Los problemas de capacidad siguieron teniendo repercusiones en períodos de demanda valle. Dado que muchas centrales habían funcionado a máxima capacidad o habían consumido la totalidad de sus cuotas anuales de emisiones contaminantes durante el verano, fueron retiradas en otoño e invierno. Así, la crisis se extendió a todos los períodos de demanda. Se declararon emergencias tipo 3 durante el invierno (margen de reserva por debajo del 1,5%) y el 18 de enero de 2001 medio millón de usuarios permanecieron sin suministro durante la tarde, además de servicios de emergencia que aparentemente tenían garantías de suministro.

Dos factores provocaron la situación de California. Primero, la incertidumbre jugó en contra del sistema. La economía californiana creció por encima de lo previsto y se dio un verano muy caluroso. Segundo, la construcción de nueva capacidad fue limitada por razones medioambientales, aparte de las restricciones técnicas. Se ha instalado muy poca capacidad nueva en los últimos diez años, y las nuevas unidades de generación no entrarán en funcionamiento al menos hasta el 2002.

En otros mercados se introdujeron mecanismos para incentivar a las empresas a realizar inversiones de capacidad socialmente óptimas. En Inglaterra y Gales se adoptó un mecanismo denominado Componente Añadido al precio (*price adder*), según el cual las empresas generadoras obtenían un pago adicional decreciente con la capacidad disponible. Sin embargo, el pago que necesitan las empresas para decidirse a instalar las últimas unidades de capacidad es mayor, dado que su uso esperado es inferior. Esto hacía que al acercarse a un nivel de capacidad próximo al óptimo, el *price adder* se aproximara a cero y las empresas no tuvieran incentivos a instalar más capacidad. Este mecanismo adolecía además de otros problemas ya que, como mostraron Patrick y Wolak (1997), incentivaba el comportamiento estratégico de las empresas, que inflaban artificialmente sus declaraciones de indisponibilidad de capacidad para que la probabilidad de pérdida de carga aumentara y, por consiguiente, los pagos recibidos. Además, al retirar parte de la capacidad disponible, se podía producir una subida en el precio de mercado. Este problema se resolvió en parte al solicitar justificaciones que acompañaran las declaraciones de indisponibilidad de las centrales, aunque esta solución no estaba exenta de costes administrativos para las empresas y la entidad reguladora.

3. El caso español

El mecanismo vigente en España se denomina pago por capacidad y es creciente con la demanda abastecida y, por lo tanto, con la capacidad disponible. Este planteamiento resuelve algunos de los problemas mencionados para el caso inglés. El pago total recibido no se ve afectado por las declaraciones de indisponibilidad a menos que parte de la demanda quede desabastecida, y en ese caso se reduce, en lugar de aumentar. Además el pago individual de cada empresa disminuye si declara más unidades indisponibles dada la capacidad disponible de sus competidores. Sin embargo, el mecanismo de cálculo y actualización de este pago es poco transparente, dando lugar a una fuerte incertidumbre regulatoria, que no contribuye a incentivar la puesta en marcha de inversiones de largo plazo. Por ejemplo, la cantidad unitaria pagada por kWh suministrado se ha reducido considerablemente durante los últimos años. Una empresa que piense que el pago continuará reduciéndose o incluso desaparecerá en el medio plazo puede estar llevando a cabo menos inversiones que si tuviera la certeza de su cobro. Esto da lugar a una situación ineficiente ya que el pago se materializa pero no genera los efectos esperados.

Con esta información podemos pasar a analizar la evolución de la capacidad instalada y la demanda en España durante los últimos años. Como podemos ver en el cuadro 1, entre 1995 y 2001 la potencia instalada ha aumentado en 7.653 MW, lo cual representa un crecimiento del 16,8% para este período. Ahora bien, es importante notar, que 5.988 MW, es decir, el 78% de la nueva capacidad, corresponden al régimen especial, que tiene dos características: su baja disponibilidad en comparación con otras tecnologías de generación (alrededor del 40% frente al 90% de las tecnologías térmicas tradicionales), y la imposibilidad de con-

trolar su disponibilidad horaria (pensemos en la energía eólica). Si tenemos en cuenta estos dos factores, la capacidad instalada disponible en una hora de demanda punta ha aumentado en una cifra muy reducida.

El cuadro 2 nos ofrece información sobre la demanda horaria máxima a lo largo de los últimos años. Como podemos ver, el nivel de demanda punta se produce en los meses de invierno. Dado que el invierno del 2000-2001 fue suave la demanda punta de 2001 se produjo en marzo. Podemos ver que la demanda punta desde diciembre de 1996 hasta enero de 2000, es decir, en tres años, aumentó en 7.879 MWh (un 31%). Han pasado ya dos años desde aquella punta de demanda sin que haya sido superada debido a las buenas condiciones climatológicas.

Este cuadro nos muestra además la potencia disponible estimada durante una hora del mes indicado. Para ello, se han utilizado los datos de indisponibilidad de cada tipo de tecnología durante el mes, la producción en régimen especial, y la producción hidráulica máxima durante una hora a lo largo del mes. Se puede ver que este valor puede oscilar notablemente de un año a otro dependiendo de las reservas hidráulicas. Con las cifras de demanda y potencia disponible podemos calcular el factor de carga, es decir, qué parte de la potencia disponible es necesario utilizar para abastecer la demanda. Estos valores han ido aumentando paulatinamente desde un 69% en 1996 a un 89% en 1998 y 2000.

Por último, es necesario referirse a las puntas de precios que se han producido durante el mes de noviembre de 2001. Durante los días 19, 20 y 21 de noviembre, el precio máximo del mercado diario de electricidad alcanzó las 17,7, 15,5 y 17,3 ptas/kWh, respectivamente. Los precios máximos alcanzados en noviembre de los años 1999 y 2000 fueron de 7,4 y 11,5 ptas/kWh, respectivamente.

CUADRO 1
POTENCIA INSTALADA (MW)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Hidráulica	16.446	16.549	16.532	16.452	16.524	16.524	16.524
Nuclear	7.400	7.422	7.581	7.632	7.686	7.799	7.799
Carbón	10.674	10.674	11.224	11.224	11.238	11.542	11.542
Fuel-Gas	7.894	8.214	8.214	8.214	8.214	8.412	8.214
Régimen ordinario	42.414	42.859	43.551	43.522	43.662	44.079	44.079
Régimen especial	3.034	3.812	4.598	5.577	7.212	8.318	9.022
Sistema peninsular	45.448	46.671	48.149	49.099	50.874	52.397	53.101

Nota: Datos a 31 de diciembre de cada año excepto 2001 (a 31 de agosto).

Fuente: Red Eléctrica de España, S.A.

CUADRO 2
DEMANDA PUNTA HORARIA Y ENERGÍA DISPONIBLE EN UNA HORA

	1996 11-dic. 18 h	1997 16-dic. 18 h	1998 9-dic. 19 h	1999 16-dic. 19 h	2000 25-ene. 19 h	2001 1-marzo 21 h
Demanda punta horaria (MWh)	25.357	27.369	29.484	31.247	33.236	32.002
Capacidad disponible	24.535	24.417	24.520	25.790	26.059	25.915
Térmica	10.669	11.525	6.296	8.423	7.856	11.063
Hidráulica	1.774	1.993	2.419	3.103	3.316	3.579
Régimen especial						
Total	36.978	37.935	33.235	37.316	37.231	40.557
Factor de carga estimado ²	69%	72%	89%	84%	89%	79%

¹ Los datos de energía térmica disponible han sido elaborados a partir de los datos de disponibilidad media durante el mes. La disponibilidad hidráulica toma el escenario más favorable, es decir, la producción máxima durante una hora a lo largo del mes. Por último, en el régimen especial se recoge la energía media horaria adquirida a los autoprodutores a lo largo del mes.

² El factor de carga estimado se calcula como la demanda punta horaria dividida por la energía total disponible en una hora de ese mes.

Fuente: Elaboración propia a partir del Informe Mensual de Red Eléctrica de España, S.A., varios meses.

La tendencia al alza es clara. Algunos analistas asocian este fenómeno a la reducción en el factor de carga disponible y a la entrada en funcionamiento de plantas con tecnologías más ineficientes.

La pregunta es si se puede resolver este problema en el corto o medio plazo. Desde hace ya varios años, las empresas generadoras vienen solicitando permisos para la construcción de plantas de ciclo combinado de gas. Se han concedido permisos, se han realizado los estudios pertinentes y varias de estas plantas están en construcción en estos momentos y se espera que entren en funcionamiento en 2002. Ahora bien, los períodos de construcción han superado ampliamente las previsiones, en parte por la existencia de barreras administrativas. Además, la Comisión Nacional de la Energía ha declarado que varias de estas plantas podrían tener restricciones de abastecimiento de gas en la punta de invierno de 2002 y 2003. Esto quiere decir que, aun tras la puesta en funcionamiento de las nuevas plantas, se pueden producir situaciones problemáticas, principalmente si la economía sigue creciendo, llueve poco o los inviernos son severos, ya que los márgenes de reserva seguirán siendo demasiado estrechos para asegurar el suministro en los momentos de demanda punta. Las soluciones de largo plazo pasan por revisar el sistema de incentivos actual, es decir, el mecanismo de pago por garantía de potencia, y por reducir la incertidumbre regulatoria a la que se enfrentan las empresas cuando realizan sus inversiones de largo plazo. □

(2) Tan solo a lo largo de un día la demanda en hora punta puede fácilmente duplicar la demanda en una hora valle.

BIBLIOGRAFÍA

- Castro-Rodríguez, F.; Marín, P. L. y Siotis, G. (2001): «Capacity Choices in Liberalized Electricity Markets», *CEPR Discussion Paper*, 2998.
- García-Díaz, A. y Marín, P. L. (2000): «Strategic Bidding in Electricity Pools with Short-Lived Bids: An Application to the Spanish Market», *CEPR Discussion Paper*, núm. 2567.
- Green, R. y Newbery D. (1992): «Competition in the British Electricity Spot Market», *Journal of Political Economy*, núm. 100.
- Von der Fehr, N. H. y Harbord, D. C. (1993): «Spot Market Competition in the UK Electricity Industry», *Economic Journal*, núm. 103.

RESUMEN

En este artículo se plantean las peculiaridades del sector eléctrico y la importancia de la toma de decisiones de capacidad en mercados eléctricos descentralizados. Para ilustrar el tema se revisa la evolución del mercado californiano y se comentan los mecanismos introducidos en otros mercados, como Inglaterra y Gales y España, para incentivar a las empresas a instalar capacidad. A continuación, se analiza la evolución de la capacidad instalada y la demanda en España y se muestra que el factor de carga ha caído considerablemente durante los últimos años, por lo que es probable que surjan problemas de capacidad en el futuro próximo. Por último, se comentan las posibles soluciones a este problema y sus limitaciones.

Palabras clave: Generación eléctrica, Liberalización, Garantía de potencia.

NOTAS

- (1) Destacan los trabajos de Green y Newbery (1992), Fehr y Harbord (1993) y García-Díaz y Marín (2000), entre otros.