



Economicwatch

30 de agosto 2005

El Libro Blanco: propuesta para mejorar la fiabilidad del suministro

- El Libro Blanco plantea modificar el actual mecanismo de garantía de potencia para mejorar las señales de inversión y disponibilidad.
- El pago, que cubriría el coste fijo de una central de punta, se recibiría por MW disponible.
- La indisponibilidad en situaciones críticas llevaría asociada una severa penalización.

Introducción

Uno de los principales objetivos del sector eléctrico es proporcionar un suministro fiable. Para ello es necesario, por un lado, que la capacidad de generación sea suficiente para cubrir la demanda máxima esperada y, por otro, que los grupos instalados sean capaces de atender, en tiempo real, la demanda registrada.

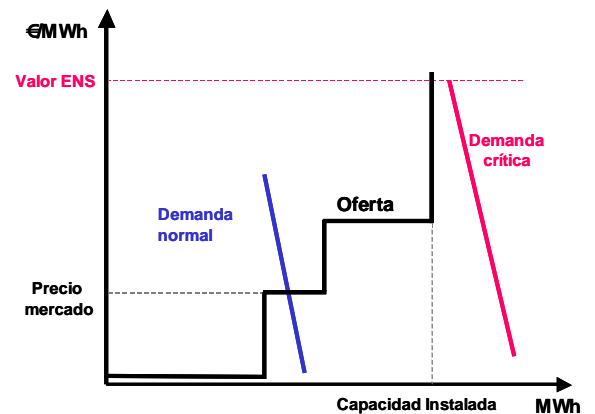
El Libro Blanco reconoce la importancia de una buena previsión futura de la demanda y el desarrollo del parque generador. Denuncia el elevado nivel de retraso registrado actualmente en los trámites para poner en marcha una central nueva. Además de arriesgar la garantía del suministro, dicho retraso, supone una clara barrera de entrada para los nuevos entrantes. Se proponen varias medidas para mejorar los procedimientos actuales aplicados, tanto en la planificación de la cobertura de la demanda (se recomienda elaborar varios estudios a diferentes horizontes) como en la concesión de licencias para nuevas instalaciones (se propone reforzar los medios humanos dedicados a evaluar las propuestas, exigir el pago de un aval con cada propuesta o agilizar los trámites administrativos).

Si embargo, la propuesta más importante de este capítulo tiene que ver con la modificación parcial del mecanismo empleado actualmente en España para garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

¿Por qué es necesario incentivar la inversión en capacidad en un mercado competitivo?

Tatiana Alonso
Análisis Sectorial

Figura 1: Equilibrio de Mercado y ENS



En un mercado en competencia perfecta, oferta y demanda interaccionan libremente para fijar el precio de equilibrio. En un sistema marginalista, el operador del mercado obtiene la curva de oferta ordenando en orden creciente las ofertas presentadas por los generadores (típicamente sus costes variables). El último generador necesario para cubrir la demanda (llamado generador marginal) determina, con su oferta, el precio del mercado que recibirán todas las unidades vendidas, permitiendo a las centrales no marginales recuperar los costes fijos y variables.

El generador marginal recuperará sus costes fijos siempre que la demanda esté dispuesta a pagar un valor superior a su coste variable para evitar un corte de suministro (también será necesario que no exista un límite legal al precio o *price cap*). En ese caso, la central marginal podrá fijar un precio que le permita recuperar sus costes totales por MWh generado.

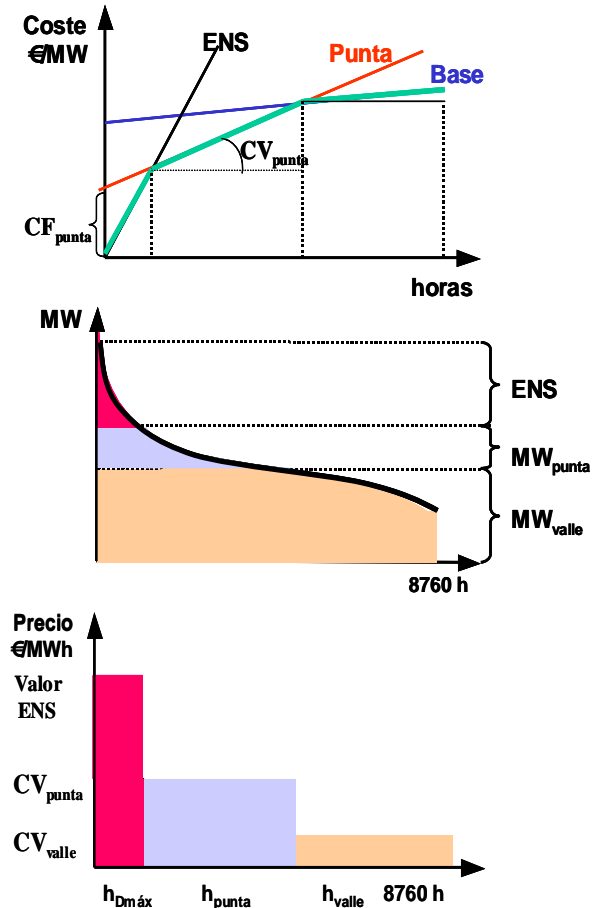
Esta idea queda ilustrada de manera simplificada en la figura 2, donde se presentan las rectas de costes por tipo de tecnología, así como el valor que asignan los consumidores a la energía no suministrada (ENS).¹ La tecnología de base se caracteriza por mayores costes fijos que la de punta (ver puntos de corte de cada recta con el eje de ordenadas), mientras que ésta última presenta mayores costes variables (ver pendientes de las rectas). De ahí que las centrales de base funcionen prácticamente durante todo el tiempo, para amortizar sus elevados costes fijos y porque, una vez arrancadas, sus costes variables de funcionamiento son los más bajos del sistema. En el otro extremo, las centrales de punta generan durante las horas en que la demanda supera la capacidad de base, siempre que el valor de la ENS no sea inferior a sus propios costes de funcionamiento (si esto ocurre, lo óptimo sería suspender el suministro). En las horas en que el sistema estuviera próximo al racionamiento, el precio del mercado se aproximaría al valor de la ENS, atrayendo la entrada de nuevos inversores.

Frente a este ideal de mercado perfectamente competitivo, la realidad se impone. Buena parte de la demanda eléctrica española paga un precio regulado (tarifa) por cada MWh consumido y la ley prohíbe realizar ofertas al mercado diario por encima de 180€/MWh.

Por parte de la oferta, el plazo necesario para construir una planta de generación hace que las señales de precios elevados no se reflejen en nueva capacidad hasta pasados muchos meses (si no años). Además, la volatilidad de precios implícita en el mecanismo puro de mercado contrasta con la estabilidad de ingresos requerida por la mayoría de inversores a la hora de embarcarse en un proyecto de tal envergadura.

En este sentido, la volatilidad de los ingresos se podría mitigar asegurando la remuneración de la capacidad instalada. Tal y como muestra la figura 3, un pago por capacidad bien diseñado (igual al coste fijo de la tecnología de punta) aseguraría un volumen de generación suficiente para cubrir la

Figura 2: Despacho óptimo de un parque generador bien adaptado



¹ Este valor mide la disponibilidad de los agentes a pagar por evitar una interrupción en el suministro eléctrico.

demanda con holgura (esto es, sin ENS) y con precios eléctricos relativamente estables.

¿Cómo incentivar la inversión en capacidad?

Existen varias maneras de incentivar la inversión en capacidad de generación.² En España, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 optó por un mecanismo de pagos por capacidad llamado “garantía de potencia”.

Fijado originalmente en 7,8€ por MWh de demanda agregada, el pago fue modificado posteriormente a la baja (paradójicamente a la par que el margen de cobertura disminuía) hasta alcanzar los 4,8€/MWh actuales. Aunque la metodología de cálculo para obtener este importe no es pública, su valor inicial parece responder a la anualidad de los costes fijos en una central de ciclo combinado.³

La garantía de potencia es abonada por todos los consumidores a través de un recargo sobre el precio de la energía. La cantidad recaudada se reparte entre las centrales que hayan generado electricidad durante un mínimo de 480 horas en el último año⁴, de manera proporcional a cierta medida de la capacidad disponible de cada central.

El principal defecto de este sistema es que no incentiva correctamente ni la inversión en generación de punta ni la disponibilidad de la misma en las horas en que el sistema tiene dificultades para abastecer la demanda:

1. El monto percibido por cada central depende positivamente de su propia producción, lo cual tiene el resultado contra intuitivo de que los generadores de base son los que reciben más dinero.
2. El requisito de producir durante un mínimo de 480h al año es igualmente contra intuitivo ya que, por definición, la generación de punta se caracteriza por funcionar pocas horas al año.
3. La incertidumbre regulatoria asociada a la constatación de que el regulador puede reducir los pagos por capacidad arbitrariamente⁵ distorsiona la eficiencia de la señal de inversión. Esto es especialmente grave en el caso de las centrales de punta, cuyos ingresos dependen en gran medida de los pagos por capacidad, al estar su producción limitada a unas pocas horas al año.
4. No premia/castiga expresamente la disponibilidad/indisponibilidad de las centrales en las horas críticas.

La propuesta del Libro Blanco

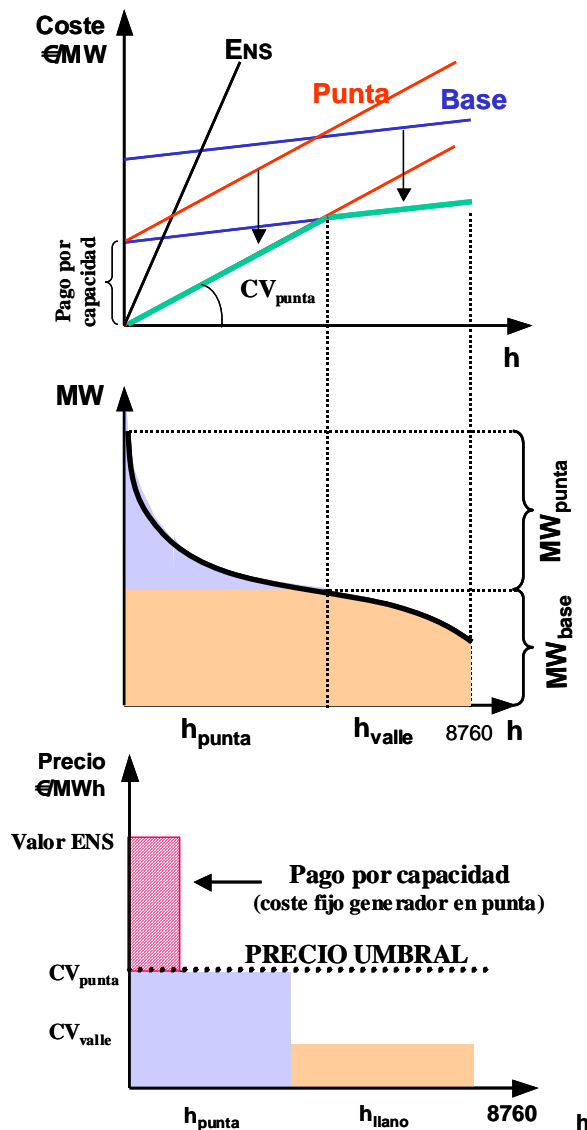
² A fecha de hoy no existe consenso sobre cuál es la mejor de todas ellas. Mientras que en España y algunos países latinoamericanos se ha optado por remunerar a las centrales con pagos por capacidad, en ciertos estados de EEUU se ha optado por implementar mercados de capacidad. En los países nórdicos no ha existido ningún mecanismo adicional al mercado hasta hace bien poco.

³ En la Memoria Económica de la LSE se consideró una anualidad de 595 millones de euros para este tipo de central, cantidad que, repartida entre una generación futura estimada de 74.035 Gwh, daba un valor cercano a los 7,8 €/MWh.

⁴ También este requisito ha variado a lo largo del tiempo, abarcando desde 100 horas de funcionamiento durante los últimos 5 años hasta las 480h mencionadas.

⁵ EL RD 6/2000 faculta expresamente al ejecutivo para hacerlo.

Figura 3: Despacho óptimo y garantía de potencia.



A la vista de los problemas identificados, el Libro Blanco plantea varias modificaciones para el actual sistema de garantía de potencia.

En primer lugar, propone que el pago se defina por MW de potencia firme ofrecida al sistema (en vez de por MWh generado).⁶ Cada vez que el precio en el mercado diario superase cierto umbral, se interpretaría que el sistema está cercano al racionamiento, con lo que cada generador debería producir a plena carga. En caso contrario, se aplicaría una penalización por cada MW aportado por debajo de la potencia firme comprometida.

El valor de dicha penalización se calcularía de modo que un grupo de punta, con una tasa razonable de fallo, no sufriera excesivos riesgos. Considerando que un episodio de precios por encima de 100€/MWh podría durar, como mucho, unas seis u ocho horas, la penalización por MWh no suministrado se podría calcular dividiendo el cobro anual por garantía de potencia de un generador de punta entre dichas ocho horas, de manera que si el generador fallase durante todas esas horas, la penalización impuesta sería igual a la garantía de potencia recibida.

En cuanto al pago por capacidad, se propone igualarlo a la anualidad del coste fijo de una central de punta, con la salvaguardia de que todo exceso obtenido (en el mercado) por encima del umbral establecido debería ser devuelto.⁷ Con ello, se garantiza que la central de punta recupera exactamente sus costes totales (ver figura 3).

Valoración

La modificación propuesta para el sistema de garantía de potencia parece ir en el buen sentido económico. La definición de un pago por MW firme (en lugar de por MWh), así como la instauración de un sistema de penalizaciones por la potencia no aportada (en vez del requisito actual de 480 horas mínimas), parecen acertados a la luz del objetivo último de asegurar la fiabilidad del suministro en situaciones críticas.

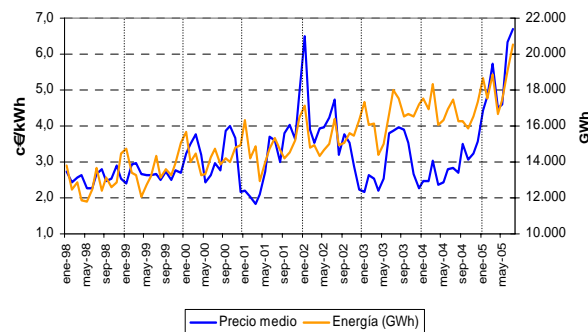
La combinación de un precio umbral igual al coste variable de una central de punta, con un pago por capacidad cercano al coste fijo estimado para dicha central asegura la recuperación de los costes totales de punta y, con ello, la provisión eficiente de incentivos a la seguridad del suministro.

Finalmente, la recuperación de todo exceso del precio de mercado por encima del umbral sugerido asegura que los consumidores pagan lo

⁶ Para las centrales térmicas la potencia firme sería igual a la potencia nominal instalada. Para las hidráulicas, se tomaría la media de la producción hidráulica máxima durante los últimos cinco años, con posibilidad de distinguir entre invierno y verano. Se excluye a las centrales eólicas y solares del sistema de garantía de potencia por motivos obvios. Se propone que las empresas tengan cierta capacidad para disminuir en un porcentaje la capacidad en firme asignada a sus centrales.

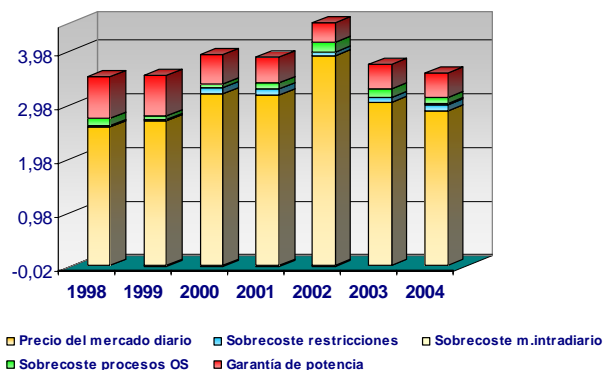
⁷ El Libro propone un valor de 100€/MWh, igual al coste medio de operación de una turbina de gas natural, razonablemente eficiente, que tuviera que producir durante cuatro únicas horas seguidas. Este valor sería revisado periódicamente, según unas reglas claras y públicas, en función de la evolución del precio internacional de los combustibles y del CO₂.

Precios mercado diario OMEL 1998-2005



Fuente: OMEL

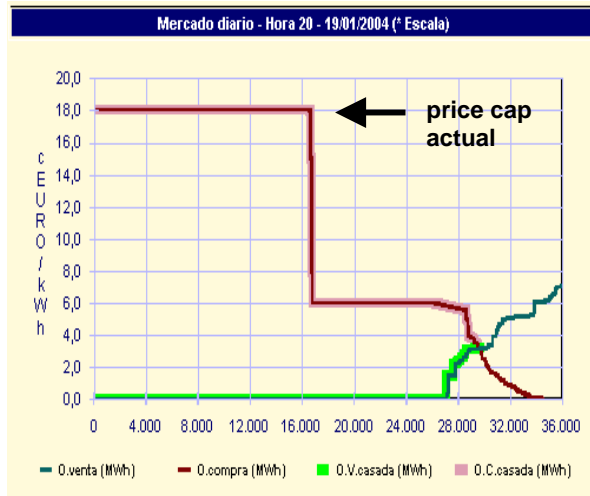
Componentes del precio de mercado eléctrico (c€/kWh)



Fuente: OMEL

Figura 6: Curvas agregadas de oferta y demanda en el mercado diario.

estrictamente necesario para asegurar el suministro. Dado que, en ausencia de poder de mercado, los excesos de precio por encima de costes variables (precio umbral) se deben a situaciones de escasez de oferta, parece adecuado destinar dichos ingresos extra a incentivar directamente la inversión en nuevas instalaciones.



Fuente: OMEL