

“CUANDO LA GRAN MAYORÍA DE LA CAPACIDAD SEA DE ORIGEN RENOVABLE SE NECESITARÁ OTRA FUENTE DE INGRESOS PARA ASEGURAR LA FIABILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO”



El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España ha abierto un proceso de audiencia e información pública de la orden que crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español para incentivar la inversión en almacenamiento y firmeza, garantizando el suministro en un sistema eléctrico con alta penetración renovable. Kim Keats, de nuestro Colaborador EKON, nos lo analiza.

Kim Keats
Director

Kim ha apoyado la finalización de 55 GW de proyectos convencionales y renovables así como proyectos de desalinización con un valor de USD 36 mil millones en los últimos 20 años.



¿Cómo valora EKON la propuesta, por parte del MITECO, de un Mercado de Capacidad?

Ya era hora. Hemos estado esperando este borrador desde que se cancelaron los pagos por servicio de disponibilidad de potencia en 2018.

La regulación europea nos dice que los mecanismos de capacidad deben (1) basarse en evaluaciones de la cobertura de la demanda a nivel nacional y europeo, (2) asignar capacidad a través de un mecanismo de mercado y permitir la participación transfronteriza, y (3) implementar límites de emisión que limiten los tipos de capacidad que puedan participar en dichos mercados de capacidad.

No hay que olvidarse que la meta principal de este mercado es establecer un marco competitivo para que diferentes tecnologías puedan ayudar al operador de mercado a mantener un margen de reserva razonable a medio plazo.

Todavía quedan muchos temas que concretar, pero por fin estamos en el buen camino.





¿El sistema eléctrico español necesita una garantía de suministro para las renovables?

Sí. Al tener un coste marginal bajo, cuando se añade capacidad fotovoltaica y eólica a la red, la curva de oferta se desplaza a la derecha y el precio de mercado tiende a caer, y aquellas tecnologías que tienen un coste marginal más alto pierden cuota de mercado.

Pero sabemos que el sol no brilla ni el viento sopla todo el tiempo. Así que de vez en cuando tendremos que recurrir a tecnologías más fiables.

¿Pero qué pasa si estas no pueden recuperar sus costes fijos en los mercados eléctricos (diario, intradiario, de balance)?

No les quedaría otra opción que cerrar. E ahí la lógica de un mercado de capacidad: para asegurar que en caso de estrés (situaciones de una pico de demanda) el operador del sistema tenga acceso a capacidad fiable para asegurarse que la probabilidad de que se apaguen las luces por falta de suministro siga siendo muy baja.



¿Qué empresas pueden ser más beneficiadas? ¿Puede perjudicar a alguna tecnología?

La regulación europea dice que no se puede discriminar entre tecnologías en el mercado de capacidad. Pero eso no quiere decir que unas tecnologías sean más o menos viables que otras.

Anteriormente mencioné el concepto de capacidad fiable. Por ejemplo, una central de ciclo combinado de 100 MW es más gestionable que un parque eólico de 100 MW, entonces la primera es más fiable. Digamos que en el mercado de capacidad la primera puede vender 90 MW mientras que la segunda solo puede vender 20 MW. (Números solamente ilustrativos ya que los coeficientes de firmeza todavía tienen que ser decretados por el operador del sistema.) Si el precio de capacidad (€/kW/año) es igual para los dos, entonces el ciclo combinado se llevaría una paga más alta. Pero para la eólica no será moco de pavo.

Y aparte de todas las otras fuentes de generación, el mercado de capacidad también está abierto a las baterías y aquellos que puedan gestionar su demanda (ya que reducciones controladas de demanda son igual de útiles que el suministro de más capacidad despachable).

¿Qué impacto puede generar en el propio mercado?

Hay que recordar que la motivación principal de un mercado de capacidad es poder financiar una reserva de capacidad fiable que normalmente esta inoperativa o que no gana lo suficiente para sobrevivir económicamente en los otros mercados eléctricos.

Se paga por unidad de capacidad fiable (€/kW/año o equivalente), y no por unidad de energía (€/MWh) como el diario o intradiario. A primera vista no hay razón por la cual un pago por capacidad debiera impactar la estrategia de oferta en el mercado diario. Pero si esos pagos de capacidad reducen el estrés del sistema, lo lógico es que habrán menos saltos de precios inesperados en el mercado diario.

Por varias razones, España y Portugal llevan mucho tiempo con un exceso de capacidad. Esto conlleva a precios que reflejan los costes marginales de operación sin prima para asegurar el retorno a la nueva inversión. Pero, a largo plazo, cuando la gran mayoría de la capacidad sea renovable se necesitará otra fuente de ingresos para asegurar la fiabilidad del suministro eléctrico.

Si se implementa adecuadamente, un mercado de capacidad no tiene que resultar en una subida repentina en el precio de electricidad. Al fin y al cabo, la fiabilidad del sistema se tiene que pagar. En efecto, es probable que una gran parte de la tarifa eléctrica en el futuro será en forma de pago por capacidad.

¿Y eso? Porque el coste marginal de las renovables es muy bajo y, si dominan, los precios en el mercado diario e intradiario serán demasiado bajos y la única manera de pagar la inversión será vía un pago por capacidad.