

Las subastas de energías renovables en España

12 de febrero de 2021

1. INTERVENCIONES INICIALES

1.1. Perspectiva del organizador de la subasta

- La subasta es un elemento más del concepto de mercado incluido en la normativa europea (Reglamento de Mercado Interior de la electricidad).
- La celebración de subastas para las energías renovables no pone en cuestión el modelo europeo de mercado eléctrico de carácter marginalista.
- Las subastas suponen una nueva capa de mercado que tendrá que convivir con otros mercados, como los de flexibilidad o los locales.
- La subasta celebrada el 26 de enero de 2021 en España contó con las siguientes características (modelo *pay as bid*):
 - Producto subastado: energía.
 - Compromiso adquirido: entregar energía en un plazo máximo.
 - Variable de suministro: precio por unidad de electricidad (€/MWh) a entregar.
 - Retribución: pago de un precio, en función del resultado de la subasta, por la energía negociada.
 - Forma de entrega: mediante la venta de electricidad en el mercado diario, mercado intradiario y servicios de ajuste.
 - Tipo de subasta: oferta cerrada, pago según oferta, con precios de reserva (obligatorio) y precio mínimo (facultativo).

- Se produjo una elevada participación. Del proceso resultaron adjudicatarios 32 de los 84 participantes. La magnitud de las instalaciones adjudicatarias es muy diversa:
 - La cantidad adjudicada superó los 3.000 MW, de los cuales la fotovoltaica supuso alrededor de 2.000 MW y la eólica cerca de 1.000 MW. El precio medio ponderado se situó en 24,75 euros /MWh (24,47 €/MWh para la fotovoltaica y 25,31 €/MWh para la eólica terrestre).
- Los lotes eólicos están mucho más concentrados desde el punto de vista de número de empresas frente al dato fotovoltaico que tiene muchos más agentes.

1.2. Perspectiva del participante en la subasta

- La subasta es un producto más de los que hay en el mercado para dar cobertura a los riesgos de precio. No debería ser considerado como un sustituto del mercado.
- El mercado tiene una elevada volatilidad, que irá en aumento, y tener una cartera diversificada contribuirá a gestionar adecuadamente el riesgo de precio. Los instrumentos actuales (mercado de futuros, *PPAs* –*Power Purchase Agreement* o *acuerdo de compraventa de energía*–...) tienen ciertas limitaciones en este ámbito.
- Detrás de los precios está la elevada competitividad de las tecnologías fotovoltaica y eólica pero también influye el tamaño de la cartera de cada agente. A mayor tamaño, mayores posibilidades de hacer ofertas más competitivas.
- El mecanismo *pay as bid* permite introducir agentes muy heterogéneos (amplio abanico de precios). Sorprendió más el tema fotovoltaico que eólico.
- El precio de la subasta también incorpora de forma implícita las primas que el productor está dispuesto a pagar por las ventajas que ofrece dicho producto frente a otras alternativas (por ejemplo, *PPAs*). Entre esas ventajas se incluyen las siguientes:

- Flexibilidades permitidas en plazos, flexibilidades en potencia, flexibilidades en salida, *pay as produce* no permitidos en *PPAs* eólico...).
- No hay cláusula de riesgo regulatorio que pueda afectar en el precio (en *PPAs* se corrige el precio, en esta subasta no).
- El riesgo de contraparte es el sistema en el caso de las subastas.
- Disponer de una cartera grande de proyectos permite aprovechar mejor las ventajas de este tipo de subastas. Dentro de esa cartera, otros productos irán a mercado y también se desarrollarán otros servicios (por ejemplo, hibridación).
- Se destaca que con un modelo *pay as bid* no se llega al mismo precio que con un modelo marginalista porque hay muchas características que no se cumplen para que se dé esa situación (por ejemplo, no hay información perfecta).
- Habría que ver toda la cola de proyectos que se quedó fuera para entender más las dinámicas que forjaron los precios.
- De cara al futuro, se podría plantear el establecimiento de cupos para las tecnologías que no han alcanzado todavía un importante grado de madurez.

2. DEBATE

2.1. Señales de precio: largo plazo vs. corto plazo, inversión vs. operación, optimización de la demanda...

En general se valora positivamente el resultado de la subasta en términos de precio. Sin embargo, surgen dudas sobre la visibilidad que ofrece el mercado a largo plazo y la capacidad de las señales de precio para incentivar las inversiones, la flexibilidad y la optimización de la demanda. En torno a esta idea surgen las siguientes intervenciones individuales, muchas de las cuales plantean dudas sobre la viabilidad del actual diseño de mercado en un horizonte en el que el modelo energético irá avanzando hacia la plena descarbonización de la mano de un fuerte incremento de las energías renovables:

- Los mercados de corto plazo van a seguir y cada vez será más importante la flexibilidad. No obstante, será relevante también crear productos de largo plazo.
- ¿Cuál es el papel de la demanda? Parece que es pasivo y que habrá que administrarlo. Este tema es preocupante.
- ¿Cómo se administran las unidades adjudicatarias en las subastas?
- ¿Cuál es la complementariedad entre *PPAs* y subastas?
- Preocupa la falta de visibilidad con respecto al cumplimiento de los objetivos a 2025 y 2030. Parte de esta falta de visibilidad viene de la propia naturaleza del diseño de la subasta; no se sabe cuanta potencia se va a poner en marcha a raíz de la subasta. Desde el punto de vista del planificador es difícil saber cuánta potencia va a entrar cada año. Tampoco está clara la señal que ofrece el precio que recibe cada tecnología porque incorpora muchos parámetros y muchas estrategias.
- A largo plazo, si se subastan grandes volúmenes, el precio de mercado se va a parecer cada vez más al precio de las subastas. Se producirá una creciente presión a la baja del precio y las instalaciones renovables que reciben retribución a la inversión/operación por esquemas de apoyo anteriores verán aumentados los incentivos adicionales por esos conceptos.
- Uno de los principales retos será adaptar el sistema eléctrico a un futuro en que el 75 % de la estructura de costes es fija. Se necesitarán señales para invertir en capacidad y señales de flexibilidad para la operación... También habrá que desarrollar mecanismos para ver como compatibilizar la señal de largo plazo con la necesidad de optimizar la demanda a corto plazo.
- No hay duda acerca de que el mercado marginalista permite una eficiencia en cada momento, siendo un esquema reconocido a nivel europeo. No obstante, existe el riesgo de una creciente tendencia a que los precios evolucionen a cero al tiempo que el mercado se convierte en un elemento marginal. No parece que vayan a ser permitidos por los políticos precios de pico de elevada magnitud en los mercados de flexibilidad por lo que un agente no podrá apostar su rentabilidad a ese escenario de precios.

- Los resultados y el factor de capacidad de algunos parques que han entrado en la subasta generan dudas.
- Los precios de las subastas no son accesibles para un gran consumidor. Un gran consumidor no tiene acceso a *PPAs* a esos precios (suelen ser muy superiores a los resultados de las subastas).
- Se debería plantear la posibilidad de hacer una subasta secundaria para consumidores electro intensivos y a otros consumidores, con el fin de aproximar a determinados colectivos la reducción de costes que implican las subastas.
- Las renovables se van a convertir en un sistema de abaratamiento de nuestra factura eléctrica.

2.2. Cuestiones pendientes para el futuro y dudas

Existe cierto consenso sobre los avances positivos en la última subasta con respecto a ocasiones anteriores. No obstante, se deberían mejorar algunos aspectos vinculados a la planificación a largo plazo, la participación de determinados colectivos que por su conocimiento o tipología ahora no son elegibles para participar, las reglas de formación de precios, etc. A continuación, se incluyen algunos comentarios individuales, muchos también en forma de duda:

- La hoja de ruta de descarbonización de la UE a 2050 es una realidad: ¿cómo se incorpora esta realidad a las subastas? ¿cómo el cambio del sistema puede impactar en las condiciones?
- Será necesario analizar por qué este tipo de instrumentos no incentivan las inversiones en almacenamiento.
- Se deberán habilitar mecanismos de adhesión a estas subastas de agentes con poca experiencia (por ejemplo, comunidades locales, ayuntamientos...). Muchos agentes no tienen posibilidad de participar en las subastas. Además, de cara a un correcto funcionamiento del mercado, se puede introducir cierta exposición de las instalaciones al mercado a través de la habilitación en el diseño

de las subastas elementos tales como el “precio de exención de cobro” o un “porcentaje de corrección de ajuste” sobre el precio del mercado.

- El número de participantes ha sido mucho mayor que en ocasiones anteriores, pero se queda totalmente fuera de juego la energía ciudadana. Además, tiene dudas sobre el efecto sobre el territorio por la gran cantidad de renovables que se instalarán. Hace falta planificación territorial. También hay que tener en cuenta el efecto de aceptación social.
- La transición energética debe beneficiar a los consumidores. Las subastas tienen un papel al principio de la transición (cuando las tecnologías necesitan apoyos). No obstante, a medida que las renovables se hacen competitivas y maduras, las subastas suponen un mecanismo de transmisión de riesgos a los consumidores del futuro. Por ejemplo, en Reino Unido el gobierno está preocupado porque el precio de mercado va a ser mucho más reducido que los precios de las subastas, habiéndose establecido sobre los consumidores una carga a largo plazo. Hacer subastas para todo es negar la posibilidad de repensar el diseño de mercado para crear incentivos de inversión y de participación de los consumidores en la toma de decisiones.
- Es necesario que se produzcan grandes cambios en las reglas del mercado y todos los agentes deberían tener esto claro (incluidos los gestores de fondos de inversión). Le gustaría saber si los bancos están financiando estos proyectos y qué niveles de apalancamiento están permitiendo.

3. INTERVENCIONES DE CIERRE

Respuestas desde la óptica del organizador de la subasta:

- La liquidación se hace para cada instalación horariamente de acuerdo con el precio de mercado. Hay una factura para cada instalación hora a hora.
- El consumidor asume un precio ponderado entre el precio marginalista y el precio derivado de las subastas.

- Las ofertas se tienen que lanzar por instalación. En esos términos se calcula el cumplimiento con el compromiso de entrega de energía.
- A veces se ha sugerido la posibilidad de organizar subastas específicas para grandes consumidores, pero es algo que tiene que adoptarse tras una decisión política.
- Sobre la bajada de precios del mercado eléctrico a futuro, sería necesario abordar seriamente la problemática de las interconexiones (hace unas semanas se anunciaba que la interconexión con Francia entrará en 2027 en lugar de 2025 y esto es un problema). Una de las grandes prioridades tendrá que ser la capacidad de interconexión.
- El modelo de liquidación actual es una fortaleza, no una debilidad. El consumidor siempre va a tener la referencia del precio por MWh.
- Sobre la posibilidad de crear mercados locales, se está trabajando en varios proyectos de innovación en consorcios europeos para desarrollar mercados locales y mercados de flexibilidad.

Respuestas desde la óptica del participante:

- Hay un compromiso de entrega de energía de cada instalación, que a su vez está definida como unidad retributiva.
- El “efecto cartera” está relacionado con como la gestiona cada productor, pero siempre cumpliendo con los requisitos de la subasta.
- Que los consumidores no tengan entrada en subastas no es un problema, tienen opciones más interesantes para convertirse en productores.
- En cuanto a los *PPAs*, no era fácil realizarlos en el pasado por las incertidumbres, costaba bastante cerrar los contratos... De hecho, muchos consumidores desarrollaban autoconsumo y se ahorran los peajes.
- El mercado mayorista no deja de ser el subyacente, pero puede haber mucho más mercado por fuera. Da una señal muy buena del coste variable. El coste

medio es otra cosa, que es lo realmente relevante. En el futuro habrá que tomar ciertas decisiones sobre el mecanismo de formación del precio de mercado.

- La política energética muestra una determinación por avanzar en la transición energética a largo plazo.
- El tema medioambiental es muy relevante y se está abordando adecuadamente. Desde su posición, no lo ven un gran problema por los estudios que tienen en las localizaciones en las que están instalándose.
- Más allá de las subastas, hay también mucha entrada de proyectos a mercado y con *PPAs* por lo que no ve problema para contribuir con los objetivos establecidos en términos de energías renovables.