





enero 25, 2024

Análisis. Indican que 35 €/MWh sería un precio de referencia competitivo para la próxima subasta

Con una tendencia de mercado a la baja, asesores sostienen que por debajo de ese valor, un PPA sería una alternativa más segura. Además, proponen multiplicar los ingresos con un mercado complementario de garantías de origen.



Milena Giorgi



Preocupación. El CEO de Negratín advierte cuellos de botella en la construcción de parques solares

Análisis. La dilatación de hitos administrativos cambió la dinámica del mercado de activos renovables

El listado. Todas las empresas detrás de los 50 GW renovables que avanzan en tramitación ambiental

Por 13,4 GW. Top 10 de empresas que cuentan con más MW renovables para alcanzar permisos de construcción

121 proyectos analizados. Castilla-La Mancha dio luz verde a más de 3 GW renovables durante el 2023

Síguenos en nuestras redes

Durante la última licitación, en la que se pusieron en juego 1.800 MW eólicos y 1.500 MW fotovoltaicos de gran escala, solo se adjudicaron 45,5 MW eólicos en manos de cuatro empresas.

Las ganadoras han recibido un precio medio de adjudicación de 42,4 euros/MWh. Si bien se trató de un valor 40% más alto que la subasta anterior, realizada en octubre de 2021, cuando la eólica alcanzó un precio medio de 30,18 euros/MWh, referentes del sector han indicado que la baja selección de proyectos se dio porque el Gobierno no consideró efectivamente los costes de insumos, construcción, operación y mantenimiento de ese momento.

En la convocatoria del 2022 el precio máximo fue de 45 €/MWh. Un año y medio después, las tendencias del mercado son a la baja, reconoce **Keats Martínez**, Director en **K4K Training & Advisory** y **EKON Strategy Consulting**, quien observa que, de realizarse una subasta este año, el precio techo podría ser de al menos 35 €/MWh. “Por debajo de este un PPA es más seguro”, compara.

¿Cuál es el escenario?



En principio, cabe señalar que a 2024, teniendo en cuenta la planificación del calendario de subastas propuesto en 2020, existen 13.954,5 MW pendientes para la eólica y 16.400 MW para la fotovoltaica.



**Visita las noticias
de LATINOAMERICA**

**Energía
Estratégica**

Estas cifras representan: 1.454,5 MW eólicos del 2022, 5.500 MW de la subasta que no se realizó en 2023 y 7.000 MW del 2024; asimismo, 1.800 MW solares vacantes del 2022, más los 6.400 MW del 2023 y 8.200 MW propios del 2024.

Sin embargo, ya se habla que la madurez del mercado dejó “sin sentido” subastar tanta capacidad.

“Con la gran cantidad de MW que se están promoviendo en España, subastar con el gobierno va a ser cosa pequeña”, opina el asesor en diálogo con **Energía Estratégica España**.

Asimismo, se manifiesta “poco creyente de las subastas, sobre todo para la solar” ya que considera que, la motivación de que se necesitan para promover las renovables, quedó sin efecto.

«Estamos presenciando un exceso en el desarrollo de capacidad solar y hay una creciente probabilidad de que los precios en el mercado diario, durante las horas de sol bajen de manera alarmante”, expresa y sugiere que establecer cupos específicos que atraigan a más generadores eólicos sería una buena alternativa.

Punto de saturación

El Director en K4K Training & Advisory y EKON Strategy Consulting propone que debe tenerse en cuenta el punto de saturación que representa el equilibrio donde el precio de producción es igual al LCOE de esa tecnología.

En este sentido, subraya la posición que ha tomado el ejecutivo demostrada en el PNIEC de incorporar hasta 57 GW de fotovoltaica y enfatiza: “Con estos objetivos, se está indicando que quiere aún más capacidad en lo que se pudiese absorber bajo ningún punto realístico de dónde va a llegar la demanda, superando el punto de saturación”.

Ante esta realidad, Keats Martínez explica que los promotores intensifican sus esfuerzos en compromisos y protecciones, ya sea a través de PPAs corporativos o con el gobierno para asegurar la estabilidad financiera, ya que es menos viable la salida a mercado.

«Aquí surge un problema de huecos financieros cuando el valor de la producción durante el día estarán notablemente bajos, planteando la pregunta crucial: ¿Quién proporcionará la tan necesaria protección financiera?», añade.

En este sentido, propone como alternativas desarrollar un **mercado complementario de garantías de origen** que obliguen al intermediario a consumir u ofrecer electricidad con 80% de electricidad renovable.

«Comenzaríamos a apartarnos un poco de la obsesión por los precios del mercado y la famosa curva de precios, centrándonos en la gestión de los diversos ingresos potenciales para esas plantas», justifica el economista.

Problema inflacionario

A diferencia de las subastas del 2022, el interés en 2021, donde la oferta excedió en 50% el cupo, apareció la preocupación por la inflación.

En la segunda licitación los adjudicatarios que cerraron a un precio medio en 28,6 €/MWh por 12 años y se vieron envueltos en el imprevisto de un índice inflacionario del 10%.

Frente a ello, Martínez considera que no lo cree necesario pero para hacer más atractivo este mecanismo se podría incorporar a su diseño “algún ajuste que refleje el cambio como el Producer Price Index que son robustos y también se pueden usar como referencia”.

“Sin embargo considero que quienes participan de la subasta son oferentes sofisticados que prevén la inflación como parte de asumir este riesgo financiero que es parte del mecanismo”, concluye.

Por su parte, señala que este panorama podría demostrar que las grandes empresas son las que tienen un mayor respaldo para asimilar esta exposición.

Incorporación de criterios no económicos

El RDL 8/2023 modificó el artículo 14.7 bis de la Ley 24/2013 que impedía la incorporación de criterios de baremación no económicos en las subastas, permitiendo establecer parámetros de evaluación cualitativos que infieran hasta en un 30% del puntaje.

Tal como lo especifica el texto del RDL estos están dirigidos a darle una mayor importancia al impacto en la comunidad y el entorno de los proyectos: su contribución a la resiliencia, a la sostenibilidad medioambiental, a la innovación, al impacto socioeconómico u otros factores que fomentan la mejor integración de estas fuentes de energía en el sistema eléctrico.

Al respecto, el asesor alerta al sector en que “hay que tener cuidado con las subjetividades detrás de estos criterios”.

De esta manera, aporta que sí serían interesantes incorporar valoraciones positivas a aquellos proyectos que se construyen en zonas brownfield, frente a los greenfield ya que se podría dar un mejor uso y también valorar mucho más la repotenciación de plantas ya existentes.

 Follow

25,840

0 comentarios



Energía Estratégica España es el portal de noticias líder en energías renovables y eficiencia energética de la Península Ibérica.

Redacción: Guido Gubinelli
guido.gubinelli@energiaestrategica.com

Dpto. Comercial: Marcelo Baremboum
info@energiaestrategica.com



Copyright © Energía Estratégica España – Noticias sobre energías renovables en Iberia

diseño & desarrollo web