



¿Subastas? Quizás sí pero no así

La historia todavía no ha terminado y algunos proyectos no se podrán ejecutar por ser los precios ganadores muy bajos o el sistema de venta de electricidad excesivamente complejo, pero está claro que las subastas son la única forma de ordenar la realización futura de proyectos de generación renovable.

Alberto Ceña, CEO BEPTE SL

Las tarifas reguladas jugaron su papel histórico de apoyo al crecimiento del sector y minoración de riesgos, sin embargo la competencia entre los productores introducida por las subastas elimina, en gran medida, algunos de los efectos negativos de aquellas que se pueden ilustrar con sólo dos ejemplos: los equipos tenían un coste sustancialmente diferente por país en función de la remuneración final y las altas exigencias de contrapartidas socioeconómicas autonómicas, en muchos casos rayaban en el absurdo. Aclaro que no soy un recién converso, pragmatismo obliga, pero ya en el año 2011 en la negociación del marco regulatorio del final del gobier-

no socialista, el presidente de turno amenazó con echarme de la AEE si defendía las subastas de primas a cobrar sobre el precio del *pool*.

Las subastas, al optimizar el coste de la electricidad generada, reducen las potenciales transferencias de renta del consumidor eléctrico o el contribuyente, impulsan la innovación y la reducción del precio de los equipos, obligan a afinar en el trabajo de desarrollo y en la evaluación del recurso, controlan pagos no previstos e impulsan el mantenimiento adecuado y la elevada disponibilidad de los equipos.

Evidentemente no todo son ventajas y, por lo general, los proyectos no son tan fácilmente bancables y exigen coberturas co-

laterales, lo que retrasa el cierre financiero. Por otro lado, si no existen avales o garantías iniciales suficientes los proyectos pueden abandonarse, con el bloqueo de otras iniciativas y la consiguiente imagen negativa para el sector. Por último, la remuneración excesivamente baja, además de comprometer la ejecución de los proyectos, puede condicionar la fiabilidad de los equipos, operativos durante al menos 20 años de vida.

■ Diferentes modelos

En cualquier caso, el resultado final es claramente ventajoso lo que ha propiciado diferentes modelos en el mundo, nunca un marco legal fue igual a otro cada



país quiere dejar su impronta. La cuestión fundamental que se plantea es: ¿cuál es el mejor modelo de subasta? Vistos los resultados, la primera respuesta, por general y negativa, es sencilla: cualquiera mejor que la española del año 2015. Precisar no es tan fácil.

De entrada, cabría preguntarse si las subastas son realmente necesarias. Los bajos precios de los concursos internacionales, por debajo incluso de las previsiones de los precios medios del mercado spot, siempre inciertas eso sí, hacen pensar que los proyectos podrían haber vendido directamente en los mercados mayoristas operando como plantas “merchant”. Parece pues que los ganadores han buscado una mayor facilidad administrativa y sobre todo, la seguridad de un contrato de venta de electricidad a largo plazo (PPA, en las más familiares siglas inglesas) para apalancar posteriormente la inversión.

Volviendo al singular caso español, sólo el primer objetivo pareció guiar las empresas ganadoras pues al hacer las ofertas de inversión (Capex) nula se quedaron sin coberturas de precios, la regulación no contemplaba un escenario tan sorprendente.

En esta línea de apoyo a la tramitación, no se puede dejar de pensar que el DL 2/2016 de 30 de agosto del Gobierno de Aragón, cuyo objetivo fundamental fue el cumplimiento de las sentencias que cuestionaban la innegable discrecionalidad en la asignación de puntos de los proyectos de interés especial en el concurso del año 2010, va a permitir también aflorar una serie de parques eólicos para que los promotores ganadores puedan cumplir con la potencia obtenida en la subasta del año pasado.

Con una visión más global, el interés de los países que han lanzado subastas sería ordenar y organizar la ejecución de los proyectos, así como estimar de la forma más precisa posible los precios que determinarán las tarifas futuras a los consumidores. Hay que señalar que el control de los proyectos es importante también para el productor, pues debido al efecto “autófago” (mejor que caníbal) de las energías renovables, éstas reducen el precio mayorista por sus bajos costes variables, de manera que la proliferación de instalaciones renovables iría en su contra, sobre todo para las plantas merchant y las que tienen sus ingresos referidos al mercado.

Parece pues que la seguridad jurídica de los contratos de largo plazo más el desarrollo ordenado del sector justificaría la puesta en práctica de subastas de proyec-



tos renovables, quedando sólo por identificar cual podría ser la modalidad idónea basada en el sentido común y los resultados obtenidos hasta la fecha.

■ Qué hay que subastar y cómo

En primer lugar parece claro que lo que se tiene que subastar es el precio del producto finalmente a vender, la electricidad y no el Capex de las inversiones. En una lonja no tendría sentido subastar el barco para determinar el precio del pescado, pues el caso de las renovables es perfectamente asimilable y es la práctica común en todos los países. Se podría pensar en diferentes alternativas de la producción anual, por bloques horarios como en Chile, etc. En general, siempre se vende una parte de la generación prevista, quedando el mercado para venta de excedentes y cobertura de déficits.

Otro tema que no se sostiene es el concepto de marginalidad aplicado a las subastas españolas. Parece que está condicionado por la regulación de la reforma energética y la famosa rentabilidad razonable, pero resulta difícilmente explicable pagarle más a alguien que está dispuesto a hacerlo por menos en un mercado regulado. Dicho sea de paso, este esquema ha propiciado que bastantes parques eólicos en operación después de 2008 cobren más ahora que antes de la reforma, lo cual re-

sulta chocante cuando unos 6.000 MW han perdido sus expectativas de ingresos.

Ya tenemos pues dos elementos claves de las subastas: subasta de precio y “pay as bid”; no lo digo yo, es la práctica habitual. El tercer punto es más innovador, es la modalidad de la subasta y en mi opinión la que mejor se adapta es la de reloj ascendente hasta cubrir los cupos disponibles, operando en todo momento de forma transparente. Es decir se subastan 500 MW por ejemplo y se empieza ofertando precio de abajo a arriba hasta que se cubra esta potencia. Cada uno cobra según su oferta y si se cubre el cupo se hace una prorratea aplicando un criterio diferente al de la hora de entrada, si es posible. En cualquier caso, nunca el de sobre cerrado.

El siguiente tema es si la subasta es por nudo único o se dan incentivos por nudo en función de ciertos requisitos técnicos, como la primera subasta de México. Esto permitiría, por ejemplo, compensar el menor viento de las zonas próximas a los grandes sumideros energéticos. O también evitar los nudos donde se concentran las mayores restricciones para evitar limitaciones futuras; todo ello dependiendo, evidentemente, de los flujos de cargas resultantes. Creo firmemente que sería mejor la diferenciación por nudo pero en este punto se admite cierta flexibilidad si el criterio económico es el que prima.



■ Un paso más: dar entrada al componente social

Abordaremos ahora la componente tecnológica: el gobierno ha anunciado que será multitecnología, lo que es coherente con la oferta de precios. Sin embargo, uno de los grandes beneficios de las energías renovables es su asimilación tecnológica y la capacidad de generar actividad local, exacerbada por los planes industriales como ya se ha comentado. Aquí el tejido industrial debe ser valorado frente a otras opciones cuyas componentes principales –menos de un 50% del total pero sigue siendo importante– vienen de Asia. Por lo tanto, habría que introducir alguna cobertura de precio de referencia que sin vulnerar las directivas de la competencia permitiera crear actividad a empresas de servicios y fabricantes volcados hoy en la exportación.

Otro tema también importante es el tamaño de las ofertas. Por ejemplo, podrían presentarse dos ofertas fotovoltaicas por 500 MW (la eólica lo tiene más complicado para este tamaño) y sólo ellas quedarse con todo el cupo. La situación no es deseable por la generación de valor inducido en la economía, importante en las renovables como se ha comentado, y por la concentración del riesgo. Por lo tanto hay que establecer una potencia máxima unitaria por proyecto e incluso contemplar soluciones híbridas.

Uno de los últimos puntos es la tipología de empresa y el nivel de integración vertical, habida cuenta de que por ejemplo en México gran parte de las subastas las han ganado los fabricantes de módulos

fotovoltaicos, sin promotores de por medio. La experiencia eólica de nuestro país me hace ser prudente en este tema pero sí me gustaría lanzar una propuesta pelín “revolucionaria”, tomada en este caso de Dinamarca y Alemania, y sería dar también alguna cobertura de precio a aquellos proyectos con una componente social, como por ejemplo la participación pública o de cooperativas, eso sí para un cupo limitado de potencia.

Adicionalmente a esta propuesta, también sería pertinente evaluar la posibilidad de dar algún tipo de ventaja adicional a las plantas que incorporen soluciones innovadoras, sistemas de almacenamiento o instalaciones híbridas. Si además se da la participación pública arriba mencionada, entraríamos de lleno en el esquema de la compra pública innovadora del Ministerio de Economía y Competitividad (Mineco) que con tanto ahínco defiende en Alinne/Reoltec. (Alinne es una iniciativa abierta a todos los agentes de la cadena de valor de la I+D+i en energía. Reoltec es la plataforma tecnológica del sector eólico español).

■ Requisitos para participar

Sobre los requisitos de los participantes y para no entrar en los temas de avales, solvencia, ...; en los que existe acuerdo generalizado, un tema especialmente relevante es la obligatoriedad de tener punto de conexión y acceso. Muchos nudos están bloqueados para nuevas conexiones por autorizaciones fruto de concursos autonómicos amparados en una remuneración hoy inexistente, unas contraparti-

das difíciles de cumplir si no se corresponden a la actividad recurrente del promotor, así como por parques con un tamaño limitado a 50 MW. Urgiría pues una solución para evitar que parques con mejor recurso o ampliación de potencia por repotenciación vean restringida su participación en las subastas, antes de mantener este requisito como imprescindible.

Por último, un punto de finura estratégica es la necesidad de clarificar los requisitos de conexión ligados a la transposición del código de ENTSOE (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad) pues vistos los valores mínimos del documento original ahora en transposición a la normativa española, algunos equipos podrían encarecerse o incluir soluciones complementarias no inicialmente previstas.

La reforma energética fue útil para controlar el déficit de tarifa, con un elevado coste patrimonial para empresas y familias, pero desde luego no es adecuada como marco de referencia para las subastas. Sirvió también para cimentar el visible orgullo de la máxima autoridad energética de este país, por lo que es difícil que se acepten algunas de las propuestas de este artículo, pero sería importante aprender de las experiencias, buenas y malas, de sus colegas del otro lado del atlántico que esta vez han sido bastante más realistas.

Después de llevar tantos años esperando y visto lo visto, no pasa nada si se toman un par de meses para afinar el procedimiento, siempre complicado. ■