

“ Contar con una carga base no emisora como la nuclear objetivamente es bueno. Si se retira potencia nuclear, la única opción es consumir más gas ”

omel



CARMEN BECERRIL

Presidenta de OMEL

Texto: Matilde Pelegrí Fotos: GRUPO SENDA

La entrevista a la presidenta de Omel se produce en un momento de importantes noticias para el mercado eléctrico. Con una amplia experiencia en el ámbito de la energía, Carmen Becerril es una gran conocedora de los retos a los que se enfrenta el mercado, y defiende sin ambages la idoneidad de un mercado europeo de la electricidad. Comprometida con el movimiento asociativo en el mundo de la energía, es impulsora de la promoción de la mujer en el sector energético.

UN MERCADO POCO CONOCIDO

El mercado mayorista de electricidad se inició el 1 de enero de 1998. ¿Cómo se vivieron aquellos primeros momentos? ¿Cuándo se dio el paso de constituir el Mercado Ibérico, conjuntamente con Portugal, y qué razones llevaron a su creación?

En efecto, el mercado diario de gestión de electricidad empezó en el año 1998, como consecuencia de la aprobación de la Ley de liberalización del mercado eléctrico de 1997. Sobre ese inicio, hay que tener en cuenta que el precio de la electricidad se fija para los 24 periodos horarios del día siguiente. Por lo tanto, para que hubiera precios el 1 de enero había que hacer la planificación el 31 de diciembre de 1997, por lo que entre ambos días estuvo el inicio de un cambio tan significativo en el mercado.

Una vez puesto en marcha, era necesario seguir avanzando, y uno de los problemas para la gestión del sistema eléctrico de España es la falta de interconexión con Francia. Por lo tanto, la Península Ibérica, como tal, se convertía en un mercado regional.

Con este escenario, después de unos acuerdos previos, se creó en 2007 el mercado ibérico, que fue el segundo regio-

nal en Europa después del nórdico, y que, en mi opinión, tiene todo el sentido, tanto desde el punto de vista geográfico como por la capacidad de generación y de demanda.

Se decidió entonces que el mercado diario y el intradiario se gestionaría desde España a través de OMIE, y que el mercado a plazo -el conocido mercado forward- se gestionaría en Portugal, con OMIP. Además, Portugal tiene una cámara de compensación, OMI-Clear, que es el mecanismo financiero que permite hacer el aseguramiento de la transacción.

Este esquema, que sigue aplicándose en la actualidad, es el modelo que nos hemos dado para mantener un equilibrio entre la presencia española y la portuguesa dentro de todo el conglomerado, y nuestra valoración es muy positiva.

CUATRO AÑOS DE VÉRTIGO

El mercado eléctrico es especialmente sensible a las crisis y a las tensiones geopolíticas. ¿Cómo afectó la pandemia de 2020 al precio de la electricidad?

Antes comentábamos que OMEL ha cumplido 25 años. El precio medio de la electricidad desde el año 1998 hasta el 2019, con volatilidades en momentos puntuales, venía a ser de 55 euros el MWh. Y de repente llegó la pandemia, una situación extraordinaria que era capaz de destruir demandas

“El reglamento 1747 de la UE aprobado en julio consolida el esquema marginalista como el mejor modelo de cálculo de precios, y permite la identificación de mecanismos que ayuden a evitar la volatilidad de precios”

de la noche a la mañana, lo cual supuso un hundimiento de precios a niveles que no habíamos visto nunca.

De hecho, el precio medio del año 2020 fue de 33,96 euros el MWh, lo que supuso una gran incertidumbre en el sector. En el caso del sector nuclear, el precio medio de ese año fue un poco más alto que la media, 34,81 euros, pero, en definitiva, nos enfrentamos a una situación completamente anómala.

¿Y cómo afectó la crisis geopolítica de 2022 originada por la invasión de Ucrania?

Cuando empezamos a ver que se superaba ya la pandemia, entramos en otra anomalía absoluta. En el año 2021 empezaron a subir los precios, ya que se estimaba que se estaba produciendo una recuperación de demanda muy abrupta, que originaba ciertas tensiones en la oferta de electricidad.

Y en el año 2022 empieza la guerra de Ucrania, aparece la amenaza de corte del suministro de gas, sobre todo en Centroeuropa. Y a partir de ahí sufrimos una tremenda revolución.

En el caso de España, pasamos de 34 euros en 2020 a 111 euros en 2021 y 167 euros en 2022, con un precio máximo que alcanzó los 700 euros el MWh, que fue muy impactante y despertó todas las alarmas. Concretamente, en el año 2022 el precio medio de la nuclear fue 155 euros el MWh.

Ante esta situación, los distintos gobiernos europeos tomaron medidas para intentar reducir el efecto de este incremento en el consumidor final. El Gobierno español, por ejemplo, promovió lo que se llamó la excepción ibérica y el mecanismo de ajuste, con el objetivo de hacer un recálculo de precios en función de los precios del gas y poniendo un tope. Eso llevó a que, desde un punto de vista estrictamente de mercado, el precio ibérico era más barato que el francés o que el alemán. Otros países tomaron distintas medidas, algunas de carácter fiscal, todos intentando reducir el precio al consumidor final.

Por hacer un resumen, en 25 años de mercado hemos vivido 19 con cierta normalidad. En este 2024 ya estamos en una situación normal, desde un punto de vista de gestión de oferta y demanda, si bien es cierto que hemos tenido una coyuntura climatológica que no se veía desde hace muchísimo tiempo.

En efecto, en este año el precio de la electricidad ha llegado a estar en cero euros. ¿Cuáles han sido las razones de esa situación tan excepcional?



PERFIL PROFESIONAL

Carmen Becerril es licenciada en Derecho, y pertenece al Cuerpo Superior de Administradores Civiles del Estado y al Cuerpo de Técnicos Superiores de la Comunidad de Madrid.

En el sector privado ha sido presidenta ejecutiva de Fortia Energía, presidenta de Acciona Energía o consejera de Endesa, entre otras responsabilidades. Anteriormente desarrolló una intensa actividad profesional en el área económica de la Administración General del Estado.

Es presidenta de Aemener, y miembro de los patronatos de la fundación Energía sin Fronteras, de la que fue presidenta.

Desde octubre de 2018 es presidenta de OMEL, y de OMIE y OMIP SGMR desde 2021.

Debo decirle que no sólo hemos tenido precios cero durante muchas horas. Hemos llegado a ver un fenómeno que en España nunca había ocurrido (aunque en países centroeuropeos sí, por su modelo de pago de energía con determinadas renovables). Hemos tenido precios negativos, de -2 euros en el mercado diario.

Verdaderamente ha habido una conjunción de circunstancias que ha superado a cualquier expectativa que se pudiera prever. Veníamos de una época de sequía severa y se abrieron los cielos, por lo que en este momento tenemos una reserva hidroeléctrica por encima del año 2010, el año húmedo de referencia del sistema español, lo cual es muy singular.

“Las subastas paneuropeas, estrenadas el 13 de junio, permiten ajustes para evitar los desvíos que tienen tanto la oferta como la demanda”



Inevitablemente esa meteorología se tradujo en precios sumamente bajos asociados al deshielo y a la necesidad de desembalsar para evitar inundaciones. Pero no podemos considerar que lo ocurrido en los meses de febrero, marzo y abril es extrapolable a una situación ordinaria. Ojalá el agua sea generosa siempre para nuestro sistema, pero normalmente nos movemos en un año medio hidráulico que nada tiene que ver con lo que hemos vivido.

Teniendo en cuenta esta sucesión de tensiones, ¿sería el momento de plantear un cambio en el modelo del mercado eléctrico?

El mercado hay que analizarlo en conjunto, y con perspectiva. En 2022 era muy difícil para los gobiernos, y lo fue para todos los europeos, explicar el significativo incremento de los precios de la electricidad, y en ese momento se instaló un planteamiento que era algo así como matar al mensajero: “el mercado no funciona si tiene unos precios tan altos, y además no es transparente”, se afirmaba.

Pero debo decir que, por supuesto, el mercado funciona, ya que el precio es producto de un cálculo: se sabe cuánto aporta un megavatio hora de gas, cuánto aporta de coste de CO₂; de ahí se tiene el coste marginal del gas y, por lo tanto, el cálculo del precio de la electricidad.

La conclusión rotunda de ese debate ha sido que el modelo de mercado marginalista es el que mejor expresa la situación real de oferta y de demanda dentro del sector eléctrico y que, en consecuencia, el modelo de mercado hay que preservarlo.

¿Existe alguna vía para garantizar una cierta estabilidad en los precios?

En general, en Europa no existe hábito de cobertura a plazo de la electricidad, y es necesario promover distintos mecanismos que permitan que el modelo de gestión de riesgos de un generador o de un consumidor de electricidad sea más sofisticado.

Los vaivenes que hemos sufrido en los últimos años demuestran que el mercado diario no está exento de riesgo. En este sentido, es una muy buena noticia que el 16 de julio haya entrado en vigor el Reglamento 2024/1747, relacionado con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad, aprobado en el ámbito de la Unión Europea y, por lo tanto, directamente aplicable a todos los países miembros, con dos aspectos fundamentales. Uno es la consolidación como el mejor modelo de cálculo de precios del esquema marginalista que llevamos ya trabajando desde hace mucho tiempo. Y, por otra parte, permite la identificación y la definición de distintos elementos que permitan la gestión de energía a plazo y, en definitiva, mecanismos que ayuden a evitar la volatilidad de precios, tanto desde la parte de la demanda como de la oferta.

UN ESCENARIO DE FUTURO COMPLEJO

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) considera una creciente incorporación al sistema de las energías renovables. ¿Es necesario avanzar en almacenamiento para alcanzar esos objetivos?

“Tenemos que superar el sesgo masculino que tiene las carreras tecnológicas, enviando el mensaje a la sociedad de que aportan vidas profesionales muy enriquecedoras, y dan oportunidades económicas y personales”

Sobre este aspecto, mi respuesta es una opinión personal, más que un posicionamiento del operador del mercado. En cualquier caso, en los planes nacionales de energía y clima de cualquier país hay tres vértices que tienen que funcionar de una manera coordinada. Uno es el desarrollo de energías renovables, en la medida en que nacen con una vocación de descarbonización del sector energético. Pero el despliegue de las energías renovables solo tiene sentido si se produce una electrificación de la economía y, por lo tanto, hay un incremento de demanda sustantivo que permite absorber toda esa energía renovable.

Evidentemente, la característica más importante de las renovables es su variabilidad, y todas las previsiones de almacenamiento, bien sea a través de almacenamiento hidroeléctrico, bien sea en baterías, deben empezar a tener carta de naturaleza. Es impensable que se alcance el nivel de potencia instalada en el año 2030 que recoge el PNIEC si no se cumple también con el incremento de un 40 por ciento de la demanda; una demanda que en estos últimos años, lejos de incrementarse, se ha contraído, con lo cual tiene que haber políticas activas para promover la electrificación y para que esa demanda verdaderamente aflore.

Junto a ello, también tiene que haber políticas activas para promover el almacenamiento en sus distintas versiones y con las diferentes soluciones tecnológicas disponibles, que son el tercer vértice. Solo con el desarrollo de las fuentes renovables no daremos solución a los retos del mercado.

MUY PERSONAL

- **Un libro...** Estoy leyendo la última novela de Arturo Pérez-Reverte, *El problema final*, una novela tranquila. Y para el verano me reservo *El laberinto de los extraviados*, de Amin Maalouf, sobre la crisis de Occidente.
- **Un lugar al que siempre regresa...** Cádiz.
- **Su música preferida...** En general, me gusta mucho la música. Tengo preferencia por la ópera, y Rigoletto es un ejemplo, no por el argumento, pero sí por la música en sí misma. Además, todos mis *hits* de los 80 están perfectamente presentes en mi vida.



El PNIEC considera un calendario de cierre para las centrales nucleares que va de 2027 a 2035. Sin embargo, la energía nuclear sigue representando el 20 por ciento del total producido en España. ¿Cuál es el papel que tiene la energía nuclear desde el punto de vista del mercado eléctrico?

La energía nuclear es una carga base esencial dentro del sistema, sin lugar a dudas, lo ha sido en los últimos 40 años, y espero que lo siga siendo muchos años más. Las decisiones políticas o empresariales, que toman en consideración otros aspectos que no son los estrictamente eléctricos, están en otro ámbito.

Desde el punto de vista eléctrico, contar con una carga base no emisora objetivamente es bueno. Si se retira potencia nuclear, la única opción es consumir más gas si la demanda es superior a la que se puede atender con renovables.

LAS SUBASTAS PANEUROPEAS. UNA NOTICIA DE ALCANCE

La entrevista con la presidenta de Omel se celebra en un entorno de noticias relevantes para el mercado eléctrico europeo. Además de la entrada en vigor del Reglamento de la UE para la mejora de la configuración del mercado, comentado anteriormente, también se acaba de poner en marcha el sistema europeo de subastas intradiarias.

¿Desde cuándo y cómo funciona el mercado europeo de la electricidad?

Debo decir, en primer lugar, que no somos conscientes, incluso en el propio sector eléctrico, de la relevancia que supone el hecho de que, lo que llamamos el mercado, el diario y el intradiario, es un mercado europeo. Desde el año 2014, un conglomerado de países, que hoy ya suma 24, desarrolla



“ El mercado mayorista de electricidad es el logro más evidente en la creación del mercado interior de la energía que se propuso Europa hace ya muchos años ”

UNA TRAYECTORIA DE APOYO AL LIDERAZGO

Usted participa desde hace años en el movimiento asociativo que promueve la participación de la mujer en los ámbitos tecnológicos, y es presidenta de Aemener, la Asociación española de Mujeres de la Energía. ¿Cuál fue el origen de la Asociación, y qué objetivos persigue?

Aemener se crea para dar visibilidad al talento y a la presencia femenina dentro de la industria energética, que era una referencia un poco oculta, poco definida, y también para promover una mayor presencia femenina en toda la cadena de valor de la industria energética.

¿Cómo ha evolucionado en estos años?

Desde la creación de la Asociación se planteó la creación del que es el producto más importante que ha generado Aemener, un observatorio que analiza los porcentajes de presencia femenina, partiendo de distintos criterios, que incluyen empresa pública, empresa privada, segmentos de edad, segmentos de actividad, etcétera.

Iniciamos esta actividad en 2018, y lo actualizamos cada dos años, presentándolo en el mes de marzo, coincidiendo con el Día de la mujer trabajadora.

En buena medida, la incorporación de mujeres jóvenes dentro de la industria se está haciendo con bastante normalidad, y ha habido una mejora en la presencia femenina, sobre todo en cuadros intermedios. También la presencia directiva de la mujer se está incrementando.

Sin embargo, no hay mujeres en la parte de operación, de mantenimiento, por ejemplo, en parques eólicos o fotovoltaicos, lo cual es un poco contradictorio, porque en buena medida la dispersión de las instalaciones renovables favorece la creación de puestos de trabajo en el ámbito rural, lo que permitiría fijar población en la llamada España vaciada.

Tenemos mucho trabajo por delante. Una Formación Profesional de electricidad no tiene sexo, pero sí importantes salidas profesionales, y ahí tenemos una tarea que hacer como asociación, y yo diría que como sociedad en general.

Otro aspecto muy importante y en el que hemos puesto mucha atención, se refiere a colaborar en iniciativas dirigidas a fomentar las carreras STEM entre los niños y las niñas.

Tenemos que conseguir superar el sesgo masculino que tiene las carreras tecnológicas, enviando el mensaje a la sociedad de que las carreras técnicas no sólo aportan vidas profesionales muy enriquecedoras; también dan oportunidades económicas y personales que todos anhelamos. ■

un algoritmo común para el cálculo de los precios, y ello lleva a que todos los días, a las 12 horas, todos los países al unísono integran la oferta y la demanda en su order book, se hace un cálculo de precios para el día siguiente (entre la hora uno y la hora 24), teniendo en cuenta las interconexiones a nivel europeo con flujos de energía a través de esas interconexiones y, por lo tanto, los precios se generan simultáneamente, todos los días en todos los países.

A partir de ese momento se celebran varias subastas intradiarias, que desde el 13 de junio de este año son subastas también europeas. Hacemos tres subastas paneuropeas, a las 15 h, a las 22 y a las 10 de la mañana del día siguiente, en las que se pueden ir renegociando las posiciones, tanto de generación como de demanda. El valor de esas subastas, en buena medida, es la capacidad de ajuste para evitar desvíos que tienen tanto la oferta como la demanda. Y además se hace tomando en consideración la capacidad de interconexión que está disponible y que puede ser utilizada y aprovechada para el intercambio internacional.

Es muy satisfactorio saber que estamos estrenando este nuevo producto, las subastas paneuropeas, y que están funcionando bien.

Siempre decimos, y no es ninguna exageración, que el mercado mayorista de electricidad es el logro más evidente en la creación del mercado interior de la energía que se propuso Europa hace ya muchísimos años. Mientras otros muchos aspectos no han podido conseguir ese modelo de integración, el mercado mayorista de electricidad sí es un mercado europeo que comparte el mismo algoritmo, los mismos procedimientos, los mismos horarios y que, de manera muy estricta, se comporta como un mercado conjunto.