



Los expertos consideran clave los ciclos combinados para asegurar el suministro

El sector pide acelerar el mercado de capacidad para garantizar la operación del sistema eléctrico

M. J. MADRID.

La publicación de la Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, en el BOE del 17 de septiembre, culmina una tramitación iniciada en 2021 y abre una nueva etapa para el sistema eléctrico español: la puesta en marcha efectiva del mercado de capacidad. El nuevo mecanismo, tras el visto bueno de Bruselas el pasado mes de mayo, pretende garantizar la disponibilidad de potencia firme y flexible en un escenario marcado por el creciente peso de las energías renovables. El siguiente paso será avanzar hacia la convocatoria de la primera subasta previa aprobación del procedimiento de operación que regulará su funcionamiento.

En este contexto, y tras los cambios introducidos en la operación del sistema a raíz del apagón del 28 de abril de 2025, los ciclos combinados cobran aún mayor relevancia como tecnología de respaldo para aportar estabilidad, firmeza y fle-

xibilidad cuando la generación renovable resulta insuficiente.

“Los ciclos combinados y la tecnología asociada a estas instalaciones son clave para garantizar la seguridad de suministro y evitar nuevos apagones”, explicó Joan Batalla, presidente de Sedigas, durante el observatorio *El nuevo mercado de capacidad del sistema eléctrico peninsular: el papel de los ciclos combinados*, organizado por *elEconomista.es*. Y añadió que “es fundamental avanzar en el diseño del mercado de capacidad y concretar los aspectos de detalle como las tipologías de subasta, el calendario de las convocatorias o los criterios de firmeza, entre otros”.

La mesa de debate también contó con la participación de Julio César Nieto, responsable de Asuntos Regulatorios de ENGIE España; Óscar Barrero, socio responsable de Energía de PwC, y Conchita Hurtado de Mendoza, *head of Regulatory, Public Affairs & Communication* de Alpiq.

El mercado debe garantizar la viabilidad económica de la firmeza que necesita

La intermitencia y variabilidad de la generación renovable explica, según Batalla, la mayor complejidad de la operación del sistema y de ahí la urgencia de poner en marcha el mercado de capacidad para retribuir las tecnologías que “aportan la firmeza y la flexibilidad necesarias para mantener la seguridad de suministro, pero que no obtienen en el mercado de energía los ingresos suficientes para sostener su viabilidad económica”.

Un rol estratégico

Óscar Barrero, de PwC, agregó que resulta “estratégico para el país” un mecanismo que dote al sistema de la potencia firme necesaria para cu-

brir las puntas de demanda. Valoró favorablemente el diseño general basado en concurrencia competitiva, neutralidad tecnológica y contratación de potencia firme a distintos horizontes. Su preocupación se concentró en detalles como la información disponible, los precios de reserva, los volúmenes, los posibles cupos y la secuencia de las convocatorias.

Julio César Nieto, de ENGIE España, también subrayó la singular contribución de los ciclos combinados a la seguridad del suministro, ya que “se adaptan a la actual estructura de generación”, y agregó que “cuando las instalaciones fotovoltaicas producen durante las horas de sol, la generación aumenta, pero cuando cae la radiación solar desaparecen rápidamente esos megavatios y se hace necesaria la aportación de otras tecnologías para satisfacer la demanda. Actualmente, solo los ciclos combinados y las hidráulicas son capaces de cubrir esa caída de la aportación renovable”.

Para Conchita Hurtado de Mendoza, de Alpiq, “asegurar la disponibilidad de los ciclos combinados y garantizar el éxito de la transición energética requiere de una señal económica robusta que reconozca el valor de la disponibilidad y la firmeza, como la que proporciona el mercado de capacidad”. Señaló además la paradoja de que “centrales necesarias para el sistema pueden carecer de incentivos económicos suficientes para seguir disponibles. Este mecanismo es la herramienta para resolver ese desajuste, al remunerar el compromiso de aportar potencia en los momentos críticos y facilitar las decisiones de mantenimiento e inversión necesarias”.

Los desafíos por delante

Según Nieto, la operación de los ciclos combinados de gas se ha vuelto más compleja en la última década: “El régimen de funcionamiento actual exige un mayor mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, debido al incremento de



ALBERTO MARTÍN

los arranques y paradas de estas plantas de generación eléctrica”.

Esto se debe a la creciente penetración de las renovables y a su carácter intermitente. “Los ciclos combinados fueron diseñados inicialmente para funcionar como instalaciones de base. Sin embargo, las renovables han modificado su papel dentro del sistema. Los ciclos han pasado a prestar un servicio de apoyo, que puede llegar a activarse dos o incluso tres veces al día, con un elevado impacto para sus componentes dada esta mayor exigencia operativa”, recordó la representante de Alpiq.

Los detalles sobre el procedimiento que regulará las subastas, pendientes de definición, deberán, según Nieto, “aportar certeza a las instalaciones, garantizar una remuneración adecuada durante su vida útil y permitir a las centrales existentes conocer durante cuántos años podrán continuar operando”.

Por su parte, Óscar Barrero defendió la necesidad de que el diseño del mercado de capacidad, homologable a “los modelos que vienen funcionando en otros países europeos, como Reino Unido, Francia o Alemania”, contemple las especificidades del mercado nacional.

Ante el nuevo escenario político que abre el adelanto de la convocatoria electoral, los participantes en el observatorio incidieron en la necesidad de no demorar más allá de principios del próximo año la convocatoria de la primera subasta de capacidad para proporcionar certeza y abrir la puerta a las inversiones necesarias.

“El proceso debería culminar con la convocatoria de una subasta en el primer trimestre de 2027”

Dotar al sistema eléctrico de un mercado de capacidad ha sido una demanda histórica del sector gasista. Tal y como apuntó Joan Batalla, “los ciclos combinados y la tecnología asociada a estas instalaciones son clave para garantizar la seguridad de suministro y evitar nuevos episodios de apagones”. Además, recordó la relevante contribución que

continúan desempeñando en el *mix* eléctrico nacional al cubrir “actualmente alrededor del 20% de la demanda eléctrica”. Por ello, alertó de la urgente necesidad de desarrollar unos “mercados de capacidad que nos aporten la firmeza, la flexibilidad y la energía necesaria que demandan los hogares y los sistemas productivos”.

Una vez aprobado el mecanismo es necesario “concretar aspectos como el volumen de potencia que se contratará, los coeficientes de firmeza, las pruebas de habilitación, los calendarios de las subastas, el reconocimiento de las inversiones y el tratamiento de las indisponibi-

“El mantenimiento de los ciclos combinados no puede planificarse de un mes para otro”

La integración de la generación renovable ha complicado la operación de los ciclos combinados. “El régimen de funcionamiento actual exige un mayor mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, debido al incremento de los arranques de las instalaciones”, explicó Julio César Nieto. Y agregó que “el mantenimiento de estas instalaciones no

puede planificarse de un mes para otro, sino que requiere meses e, incluso, un año de antelación”.

Siguiendo con esta línea, alegó que “el ciclo combinado se ha ido adaptando a las necesidades actuales del sistema, aunque este régimen de funcionamiento supone un mayor estrés para unas máquinas que no fueron diseñadas inicialmente para operar de esta manera”.

Asimismo, destacó la importancia de las subastas al “aportar certeza a las instalaciones, garantizar una remuneración adecuada durante su vida útil y permitir a las centrales conocer durante cuántos años podrán continuar operando”.

“Es necesario conocer la potencia firme que necesita el sistema para garantizar el suministro”

“El mercado de capacidad responde a la necesidad de asegurar que exista potencia disponible para cubrir los periodos de máxima exigencia del sistema”, señaló Óscar Barrero. Y explicó que “esos episodios se dan principalmente en las puntas de invierno. Aunque puedan concentrarse en un número reducido de horas, el sistema debe

contar con recursos capaces de atenderlos. Una cobertura suficiente durante la mayor parte del año no resuelve la insuficiencia de potencia en las horas críticas. El coste que supone la falta de suministro es de un valor incalculable”.

Barrero explicó que “el sistema eléctrico no solo proporciona energía, sino también los servicios de flexibilidad necesarios para garantizar un equilibrio continuo entre la oferta y la demanda”. Sin embargo, “esta planificación no puede realizarse mediante un mercado que se ajuste únicamente de un año para otro, ya que las nuevas inversiones requieren tiempo”. Barrero

“El valor de los ciclos combinados es su disponibilidad, no solo la energía que producen”

Los ciclos combinados fueron diseñados inicialmente para funcionar como instalaciones de base. Sin embargo, la creciente penetración de las renovables y su carácter intermitente, han modificado su papel dentro del sistema. “El ciclo combinado entra en funcionamiento para ayudar al sistema cuando lo necesita. Por ello, hay que tener en cuenta el valor que aporta su dis-

ponibilidad y no únicamente la energía que genera”, explicó Conchita Hurtado de Mendoza.

Sobre el diseño del mercado de capacidad, “es necesario concretar aspectos como la potencia firme disponible, los coeficientes de firmeza, los calendarios, los volúmenes, las pruebas de habilitación y el reconocimiento de las inversiones”.

De hecho, este último punto es relevante para los ciclos combinados, ya que “el sector reclama que se reconozcan las inversiones necesarias para mantener las instalaciones a punto”. En lo que respecta a las subastas, España tiene el ejemplo de países como Reino Unido, “cuya última subasta incor-



Joan Batalla
Presidente de Sedigas



Julio César Nieto
Responsable de Asuntos Regulatorios de ENGIE España



Óscar Barrero
Socio responsable de Energía de PwC



Conchita Hurtado de Mendoza
Head of Regulatory, Public Affairs & Communication de Alpiq

lidades por mantenimiento, entre otros”, aseguró Batalla. A su juicio, resulta imprescindible “dar visibilidad y certeza a los agentes para que puedan acometer las inversiones necesarias y garantizar la disponibilidad de las instalaciones”.

Ante la posibilidad de que el adelanto electoral dilate la puesta en marcha de este mecanismo, Batalla se mostró convencido de que “garantizar el suministro será una cuestión fundamental para cualquier gobierno”. En ese sentido, mostró su confianza en que el proceso culminase con la convocatoria de una primera subasta no más tarde del primer trimestre de 2027.

Nieto fue claro: “No podemos permitirnos un nuevo apagón, porque otro episodio similar tendría consecuencias todavía peores. No es asumible el coste económico y reputacional para el país”. El experto pidió culminar el proceso con la convocatoria de las subastas. Su prioridad es proporcionar certidumbre a las instalaciones existentes y visibilidad a los nuevos proyectos necesarios para garantizar el equilibrio permanente y estable entre oferta y demanda eléctrica. Así, los recursos de generación firmes, flexibles y gestionables como los ciclos combinados continuarán siendo necesarios.

alertó sobre la sensación de “falsa seguridad” y sobre la necesidad de “determinar cuál es la potencia firme que necesita el sistema, ya que esto permitiría demostrar la necesidad de contar con un mercado de capacidad”.

Barrero concluyó alertando de que “un retraso en la puesta en marcha del mercado tendría consecuencias negativas, ya que comprometería no solo la firmeza necesaria actualmente, sino también la que será necesaria en los próximos años”. Vinculó esa urgencia a la disponibilidad de tecnologías como la de los ciclos combinados, necesarios para asegurar el suministro.

poró 7,2 gigavatios de potencia firme, lo que demuestra que el mercado continúa necesitando estas tecnologías como respaldo”.

Hurtado de Mendoza coincidió con el resto de los participantes en que la regulación de los mecanismos de capacidad constituye uno de los pilares estratégicos con los que los sistemas energéticos se dotan de seguridad. Reclamó pasar de la definición del marco regulatorio a su aplicación práctica mediante el desarrollo de las reglas pendientes necesarias, que incluyan una valoración rigurosa de la firmeza y un calendario que permita a los agentes actuar antes de que las necesidades de cobertura se hagan urgentes.