Opinión ¿Qué es el mercado de capacidad del sistema eléctrico y por qué España lo necesita?

Durante años, buena parte del debate energético se ha centrado en una pregunta: ¿cómo producir electricidad de forma más limpia y competitiva? La Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, introduce otra cuestión que empieza a ser igual de importante: ¿qué ocurre cuando producir mucha energía renovable no garantiza que exista suficiente potencia disponible precisamente cuando el sistema la necesita? El nuevo mercado de capacidad nace para responder a ese problema. Y su lógica puede resumirse de forma sencilla: el sistema eléctrico no solo necesita energía; necesita tener la seguridad de que determinada potencia estará disponible en los momentos críticos.

La Orden TED/966/2026 crea formalmente un mercado de capacidad para el sistema eléctrico peninsular español. Se trata de un mecanismo previsto en el marco del Reglamento (UE) 2019/943 sobre el mercado interior de la electricidad y dirigido específicamente a garantizar la seguridad del suministro. No sustituye al mercado eléctrico ordinario ni remunera simplemente la electricidad producida. Lo que se contrata es algo diferente: **disponibilidad de potencia firme**. Es decir, la capacidad real que una instalación de generación, almacenamiento o demanda puede aportar cuando el sistema atraviesa situaciones de especial tensión.

Ahí está probablemente la clave para entender la norma. Una instalación puede tener muchos megavatios de potencia instalada y, sin embargo, no aportar todos esos megavatios con la misma garantía en cualquier momento. El mercado de capacidad pretende valorar precisamente esa diferencia. La Orden define la potencia firme como la potencia activa media que una instalación de generación, almacenamiento o demanda puede aportar a la cobertura de la demanda atendiendo a sus características de disponibilidad y fiabilidad. Para determinarla se aplicarán coeficientes de firmeza específicos a las diferentes tecnologías.

El cambio responde a la transformación que está experimentando el sistema eléctrico. La incorporación masiva de generación renovable permite avanzar en descarbonización y reducir la dependencia de fuentes convencionales, pero también incrementa la importancia de disponer de tecnologías capaces de aportar flexibilidad y respaldo. La propia Orden recuerda que las renovables superaron el 50 % de la producción eléctrica española en 2023 y alcanzaron el 56,8 % en 2024. Paralelamente, los análisis de cobertura utilizados como antecedente de la regulación identificaron riesgos de déficit superiores al estándar de fiabilidad establecido para el sistema.

La conclusión regulatoria es importante: **tener potencia instalada no es lo mismo que disponer de potencia firme**. Un sistema con una gran capacidad nominal puede seguir necesitando mecanismos adicionales para afrontar situaciones en las que coincidan una demanda elevada, una producción renovable reducida, indisponibilidades de instalaciones u otras circunstancias adversas. El mercado de capacidad pretende anticiparse a esas situaciones en lugar de limitarse a reaccionar cuando aparecen.

Su funcionamiento se articula mediante procedimientos competitivos. Red Eléctrica determinará las necesidades de potencia firme a partir de los análisis de cobertura y esa capacidad podrá ser contratada mediante subastas. La Orden configura, con carácter general, subastas principales destinadas a cubrir necesidades futuras de firmeza y permite además mecanismos dirigidos a horizontes temporales más próximos, junto con subastas transitorias

durante la implantación inicial del sistema. Las subastas principales podrán anticiparse varios años al momento en que comience efectivamente la prestación del servicio, dando margen para que puedan desarrollarse nuevas inversiones.

Esto convierte al mercado de capacidad en algo más que un mecanismo de emergencia. También puede funcionar como una señal económica de inversión. Una instalación que resulte adjudicataria obtiene una retribución asociada al compromiso de mantener determinada potencia firme disponible durante el periodo correspondiente. Para determinadas nuevas inversiones, los periodos de prestación podrán extenderse durante varios años, lo que introduce una referencia económica adicional para proyectos cuya rentabilidad no depende exclusivamente de la venta de electricidad en el mercado mayorista.

La norma, además, adopta una concepción amplia de quién puede proporcionar capacidad. No se limita a centrales tradicionales de generación. Pueden participar productores de electricidad, instalaciones de almacenamiento, consumidores finales, agregadores de demanda y sujetos que agreguen producción o almacenamiento. En otras palabras, una batería, una instalación de generación o determinados consumidores capaces de modificar su demanda pueden contribuir, bajo diferentes condiciones, a resolver el mismo problema: mantener el equilibrio entre oferta y demanda cuando el sistema se encuentra sometido a estrés.

Esta apertura resulta especialmente significativa. La seguridad de suministro deja de concebirse exclusivamente como la existencia de centrales preparadas para generar más electricidad. También puede obtenerse almacenando energía previamente producida o reduciendo temporalmente determinados consumos. Desde el punto de vista del sistema, generar 10 MW adicionales o reducir 10 MW de demanda en el momento adecuado pueden perseguir un objetivo equivalente: recuperar margen de equilibrio.

Pero cobrar por estar disponible implica asumir una obligación real. Los proveedores adjudicatarios tendrán que garantizar la disponibilidad de la potencia comprometida durante las denominadas **horas de estrés del sistema**. Para determinados participantes vinculados a la demanda, además, existirá obligación de responder a las solicitudes de activación efectuadas por el operador del sistema. La Orden establece que estas horas de estrés serán determinadas por Red Eléctrica, no podrán representar más del 10 % de las horas de un año y deberán ser conocidas antes del comienzo de cada ejercicio incluido en el periodo de prestación.

Por tanto, el mercado de capacidad no puede interpretarse como una subvención por mantener instalaciones existentes. Existe una relación directa entre retribución y prestación. Red Eléctrica comprobará la disponibilidad comprometida, podrá realizar pruebas y la Orden establece obligaciones económicas por incumplimiento. Los incumplimientos reiterados pueden incluso provocar la inhabilitación como proveedor, con pérdida de retribución y ejecución de las garantías correspondientes.

También existe una cuestión económica que no debe perderse de vista: garantizar capacidad tiene un coste. La propia Orden establece que el coste anual del servicio será financiado por los comercializadores de electricidad y por los consumidores directos en mercado mediante precios unitarios específicos, diferenciados por segmentos tarifarios y periodos horarios. El mercado de capacidad introduce, por tanto, un nuevo componente dentro de la arquitectura económica del suministro eléctrico: se paga no solo por la energía efectivamente consumida, sino también por mantener disponible la infraestructura necesaria para que esa energía pueda suministrarse con suficiente seguridad cuando aparezcan condiciones adversas.

Desde la perspectiva de la ingeniería y del desarrollo de proyectos energéticos, probablemente sea aquí donde aparecen algunas de las consecuencias más interesantes. El almacenamiento adquiere una función económica adicional; la flexibilidad de la demanda puede convertirse en un servicio remunerado; la hibridación puede mejorar el perfil de firmeza de determinadas instalaciones; y las decisiones de inversión tendrán que valorar no solo cuánta energía puede producir o almacenar un proyecto, sino qué capacidad puede comprometer con suficiente fiabilidad frente al sistema.

Para grandes consumidores eléctricos, industrias, instalaciones terciarias y agregadores, la norma también abre una evolución relevante. El consumo deja de ser necesariamente una variable pasiva. Una instalación capaz de desplazar o reducir parte de su demanda durante determinados periodos puede convertirse, cumpliendo los requisitos establecidos, en proveedor de flexibilidad para el sistema. Esta lógica puede influir progresivamente en el diseño de instalaciones eléctricas, sistemas de gestión energética, almacenamiento detrás del contador, autoconsumo, procesos industriales flexibles y estrategias de gestión de demanda.

La principal virtud del nuevo modelo está precisamente en reconocer algo que el avance de la transición energética hace cada vez más evidente: **la seguridad del sistema no depende únicamente de cuántos megavatios existen, sino de cuántos pueden responder cuando hacen falta**. El mercado de capacidad intenta asignar un valor económico a esa disponibilidad y obtenerla mediante competencia entre generación, almacenamiento y demanda.

El reto estará en conseguir que esa señal económica sea suficientemente precisa. Si los coeficientes de firmeza, las necesidades de capacidad, las reglas de las subastas y los incentivos están correctamente diseñados, el mecanismo puede favorecer inversiones que el sistema realmente necesita. Si la señal no refleja adecuadamente la contribución efectiva de cada tecnología, existe el riesgo de remunerar capacidad con una utilidad limitada o de distorsionar decisiones que deberían responder a necesidades reales de cobertura.

Por eso, la Orden TED/966/2026 supone algo más profundo que la creación de una nueva modalidad de subasta eléctrica. Introduce una segunda pregunta en la economía del sistema eléctrico español. Hasta ahora resultaba esencial conocer **cuánto cuesta producir un megavatio hora**. A partir de este mercado será también necesario saber **cuánto vale disponer de un megavatio cuando realmente se necesita**.

En un sistema eléctrico cada vez más renovable, electrificado y complejo, esa diferencia puede terminar siendo una de las cuestiones fundamentales de la seguridad de suministro.