Comentario Mercado de capacidad y garantía de firmeza del sistema eléctrico peninsular

Comentario sobre la *Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español*

Resumen:

La Orden TED/966/2026 incorpora al sistema eléctrico peninsular español un mercado de capacidad destinado a asegurar la disponibilidad de potencia firme suficiente frente a eventuales problemas de cobertura. El mecanismo, concebido como complemento del mercado de energía, se articula mediante análisis de adecuación, coeficientes de firmeza, procedimientos competitivos de adjudicación y obligaciones posteriores de disponibilidad. Su diseño abre la participación a generación, almacenamiento, demanda y agregación, establece una remuneración vinculada a la potencia firme adjudicada y traslada a los proveedores responsabilidades específicas de disponibilidad, información y cumplimiento. La norma configura, en consecuencia, la capacidad como una magnitud jurídica y económica autónoma, cuya valoración deja de depender exclusivamente de la potencia instalada y pasa a estar vinculada a la contribución efectiva de cada recurso a la seguridad de suministro.

1. Fundamento y finalidad del mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular

La Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, crea un mercado de capacidad para el sistema eléctrico peninsular cuyo objeto es afrontar los eventuales problemas de cobertura susceptibles de comprometer la seguridad de suministro. Su fundamento responde a una transformación estructural del sistema eléctrico: el incremento de la generación renovable, la progresiva sustitución de tecnologías convencionales gestionables y la necesidad de disponer de recursos capaces de aportar potencia en situaciones de escasez hacen insuficiente identificar la seguridad del sistema exclusivamente con el volumen de potencia instalada.

El artículo 1 de la Orden delimita el contenido de la regulación: creación del mercado, requisitos de participación, condiciones de prestación, procedimientos de subasta y régimen retributivo y de financiación. Esta regulación desarrolla la habilitación contenida en el **artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, y se inserta en el régimen europeo de los mecanismos de capacidad del **capítulo IV del Reglamento (UE) 2019/943**, relativo al mercado interior de la electricidad. La propia Orden somete expresamente su configuración a los principios establecidos en el artículo 22.1 de dicho Reglamento.

La intervención regulatoria parte de una premisa esencial: no se remunera la mera existencia de una instalación, sino su capacidad de contribuir de forma fiable a la cobertura de la demanda. El artículo 5 define el servicio como la disponibilidad de una determinada **potencia firme**, asumida por quienes resulten adjudicatarios en los procedimientos competitivos o adquieran posteriormente la posición correspondiente en el mercado secundario. La capacidad pasa así a diferenciarse jurídicamente de la energía efectivamente producida y de los servicios de ajuste.

La necesidad del mecanismo se objetiva mediante los análisis de cobertura regulados en el artículo 6. El operador del sistema debe evaluar la adecuación entre recursos disponibles y

demanda en distintos horizontes, teniendo en cuenta factores como la generación renovable, los escenarios hidráulicos o las indisponibilidades del parque de generación. Estos resultados se contrastan con el **valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad**, actualmente fijados por la Resolución de 7 de julio de 2025 de la Dirección General de Política Energética y Minas, en conexión con el Reglamento (UE) 2019/943 y con la metodología aprobada por ACER. Sobre esa base puede determinarse la potencia firme que resulte necesario contratar.

Desde una perspectiva doctrinal, el mercado de capacidad responde a una lógica de intervención subsidiaria respecto del mercado de energía: su justificación descansa en la existencia de una necesidad de cobertura identificada y cuantificada. La seguridad de suministro deja así de vincularse únicamente a cuántos MW existen físicamente en el sistema y pasa a depender de cuántos pueden considerarse realmente disponibles cuando se producen situaciones de estrés.

2. Naturaleza jurídica y principios de funcionamiento del mercado de capacidad

El mercado creado por la Orden tiene naturaleza de **mecanismo regulado de capacidad**, de ámbito peninsular y funcionamiento centralizado. No constituye un mercado de energía paralelo, sino un instrumento específico mediante el cual el sistema contrata disponibilidad futura para cubrir necesidades de firmeza previamente identificadas.

El artículo 3 lo encuadra expresamente entre los mecanismos previstos en el capítulo IV del Reglamento (UE) 2019/943, mientras que el artículo 4 impone el cumplimiento de los principios del artículo 22.1 de dicho Reglamento. Esta conexión europea resulta determinante: el mercado de capacidad debe justificarse por razones de adecuación de recursos, limitar sus posibles distorsiones sobre el mercado eléctrico y articularse mediante condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. A ello se añaden los principios de buena regulación del **artículo 129.1 de la Ley 39/2015**, que la propia exposición de motivos relaciona con la necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia del nuevo régimen.

El carácter centralizado se manifiesta en que el operador del sistema identifica las necesidades de potencia firme en nudo único y la Administración determina, mediante las correspondientes convocatorias, qué volumen se somete a concurrencia competitiva. El mercado no surge, por tanto, de la negociación espontánea entre agentes, sino de una necesidad previamente configurada por el regulador.

La posición jurídica del adjudicatario presenta también una singularidad relevante. El derecho de cobro obtenido mediante la subasta constituye la contraprestación de una obligación continuada de disponibilidad. El adjudicatario no adquiere simplemente una expectativa económica, sino que queda integrado en un régimen específico de habilitación, garantías, información, pruebas y obligaciones de pago en caso de incumplimiento.

Esta configuración resulta coherente con los criterios generales consolidados en materia de regulación económica: las diferencias de tratamiento entre operadores deben responder a criterios objetivos vinculados a la finalidad perseguida, y las cargas impuestas han de resultar proporcionadas al objetivo de interés general que las justifica. En este caso, la seguridad de

suministro constituye el eje sobre el que deben interpretarse tanto las condiciones de acceso como las obligaciones de los proveedores.

3. Sujetos participantes y requisitos para acceder al servicio de capacidad

La Orden adopta un ámbito subjetivo amplio, superando un modelo de seguridad de suministro basado exclusivamente en centrales de generación. Conforme al artículo 2.1, pueden participar los **productores de energía eléctrica, titulares de instalaciones de almacenamiento, consumidores finales, agregadores de demanda —incluidos los comercializadores cuando cumplan las condiciones establecidas— y agregadores de producción y almacenamiento**. Esta apertura refleja la neutralidad tecnológica del mecanismo y reconoce que la firmeza puede proceder tanto de recursos capaces de inyectar energía como de aquellos que pueden desplazar o reducir demanda.

La posibilidad abstracta de participar no equivale, sin embargo, a una habilitación automática. El artículo 11 establece condiciones legales, técnicas, económicas y ambientales que deben concurrir en cada instalación o agregación. Entre ellas figuran requisitos específicos para consumidores, límites de emisiones aplicables a determinada generación existente y criterios de flexibilidad para instalaciones de generación no renovable. En las subastas principales, las nuevas inversiones quedan además orientadas hacia tecnologías renovables, almacenamiento o demanda.

El régimen incorpora igualmente incompatibilidades destinadas a evitar dobles retribuciones por una misma capacidad. La posición económica de cada activo debe analizarse conjuntamente con los demás marcos retributivos, ayudas públicas o mecanismos de capacidad que puedan afectarle. La elegibilidad no depende, por ello, exclusivamente de la capacidad técnica del recurso, sino también de su situación regulatoria.

La participación se formaliza mediante un procedimiento de **habilitación previa ante el operador del sistema**, regulado en el artículo 13. La solicitud debe identificar inequívocamente la instalación o agregación y acreditar los requisitos del artículo 11, con utilización de declaración responsable en los términos previstos por la Orden. Las ofertas se estructuran en bloques de al menos **1 MW de potencia firme**, circunstancia que facilita la incorporación de recursos de menor tamaño a través de agregaciones. El operador debe resolver la habilitación de forma motivada y transparente, y las discrepancias quedan sometidas al régimen previsto en la Ley 3/2013, de creación de la CNMC.

Existe, además, una diferencia jurídica entre estar habilitado para participar en una subasta y ostentar la condición de **proveedor del servicio de capacidad**. Conforme al artículo 19, una vez resuelta la subasta, los adjudicatarios han de obtener esta segunda habilitación y constituir las garantías económicas correspondientes. La inexactitud, falsedad u omisión esencial en la declaración responsable puede impedir la adquisición de esa condición.

Para promotores y operadores, el acceso al mecanismo requiere así una revisión integral del activo: configuración técnica, régimen retributivo, emisiones, flexibilidad, capacidad de acceso, potencia firme, ayudas y estructura de agregación forman parte de una misma decisión jurídica y económica.

4. Determinación de la potencia firme y evaluación de las necesidades de capacidad del sistema

La **potencia firme** constituye la magnitud central del nuevo régimen. Conforme al artículo 3, representa la aportación efectiva que un recurso puede realizar a la cobertura del sistema, teniendo en cuenta su disponibilidad y fiabilidad. Su cuantificación depende de la potencia de la instalación y del correspondiente **coeficiente de firmeza**, valor comprendido entre cero y uno que expresa el grado en que cada tecnología puede contribuir a la seguridad de suministro.

Esta construcción implica que potencia instalada y potencia firme dejan de ser conceptos equivalentes. Dos activos con la misma potencia nominal pueden disponer de capacidades firmes diferentes en función de sus características tecnológicas y de su comportamiento esperado. El artículo 10 atribuye al operador del sistema la elaboración de propuestas de coeficientes por tecnología de referencia, que pueden atender a factores intrínsecos y extrínsecos, experiencia histórica, disponibilidad futura, condiciones climatológicas o recursos hidráulicos. Solo pueden participar las tecnologías para las que exista un coeficiente previamente determinado.

La fijación definitiva corresponde a la resolución de convocatoria de la Secretaría de Estado de Energía, previa propuesta de la CNMC conforme al artículo 25.4 del Reglamento (UE) 2019/943. El coeficiente adquiere así relevancia jurídico-económica directa: condiciona cuántos MW pueden presentarse al mecanismo y, por extensión, la capacidad potencialmente retribuible de cada activo.

Paralelamente, el artículo 9 ordena elaborar antes de cada subasta una **curva de potencia firme requerida**, construida a partir de las necesidades identificadas para el horizonte correspondiente. El operador del sistema formula una propuesta, la CNMC interviene en los términos previstos por el Reglamento europeo y la convocatoria fija definitivamente la curva.

Para el profesional, ello obliga a abandonar una valoración del proyecto basada exclusivamente en MW instalados. La rentabilidad potencial en el mercado de capacidad depende de los **MW firmes reconocibles**, del coeficiente aplicable a la tecnología y de la curva de necesidad aprobada para cada procedimiento. Estos parámetros enlazan directamente el diseño técnico de la inversión con su posición regulatoria y económica.

5. Procedimientos de concurrencia competitiva y adjudicación mediante subastas de capacidad

La contratación se realiza mediante **subastas de capacidad**. El artículo 7 distingue dos modalidades ordinarias en función del horizonte temporal, entre ellas las subastas principales, destinadas a cubrir necesidades de firmeza con un periodo de prestación cuyo inicio puede situarse hasta cinco años después de la adjudicación. Excepcionalmente, determinados cupos destinados a nuevas inversiones pueden disponer de un horizonte de desarrollo de hasta nueve años. La norma permite así compatibilizar la cobertura inmediata del sistema con inversiones que requieren periodos prolongados de ejecución.

El producto subastado es, según el artículo 8, la **potencia firme expresada en MW**, y la variable económica es el precio expresado en euros/MW firme y año. La convocatoria, aprobada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, concreta la curva de potencia requerida,

modalidad, fecha de inicio, coeficientes de firmeza, umbral de flexibilidad, periodos de prestación, reglas de la subasta y demás parámetros esenciales. La propuesta se somete a información pública y a informe de la CNMC.

La adjudicación se efectúa, conforme al artículo 15, mediante **subasta a sobre cerrado con mecanismo de pago según oferta —pay-as-bid—**. Cada participante formula un precio por MW firme y año y, si resulta seleccionado, la remuneración se vincula al precio de su propia oferta. Este diseño atribuye especial importancia a la formación individual del precio: costes de inversión y operación, horizonte contractual, garantías, disponibilidad esperada y riesgo de incumplimiento deben quedar incorporados a la estrategia de oferta.

Red Eléctrica de España actúa como entidad administradora de la subasta, mientras que la **CNMC** desempeña la función supervisora prevista en el artículo 18, orientada a comprobar que el procedimiento sea objetivo, transparente, competitivo y no discriminatorio, y que no existan prácticas restrictivas de la competencia.

El resultado no agota, sin embargo, la relación jurídica. La adjudicación debe ir seguida de la habilitación como proveedor del artículo 19 y de la constitución de las garantías correspondientes. En términos prácticos, la subasta constituye el punto de nacimiento del compromiso económico, pero su plena operatividad exige completar el régimen administrativo posterior.

6. Contenido jurídico del servicio de capacidad: derechos, obligaciones y duración de los compromisos

La adjudicación genera una relación bilateral de contenido económico y operativo. El artículo 20 reconoce al proveedor, desde el inicio del periodo de prestación, una **retribución mensual fija** equivalente a una doceava parte del producto entre la potencia firme adjudicada y el precio de adjudicación. La liquidación corresponde al operador del sistema e incorpora tanto derechos de cobro como las obligaciones de pago que procedan por incumplimiento.

Como contrapartida, los artículos 22 y 23 imponen obligaciones específicas de disponibilidad. Generación y almacenamiento deben garantizar la potencia comprometida en las **horas de estrés** que determine el régimen de operación, mientras que los distintos tipos de proveedor quedan sometidos a obligaciones de información, programación y comunicación de indisponibilidades. La posición adquirida en la subasta constituye, por tanto, una obligación de resultado operativo medible durante el periodo de prestación.

La duración varía según la naturaleza del recurso. En las subastas principales, las instalaciones existentes de generación y almacenamiento asumen, con carácter general, periodos de doce meses; para nuevas inversiones pueden establecerse horizontes ligados a la vida útil, con un máximo de quince años; y las instalaciones de demanda pueden situarse entre uno y diez años. La duración se convierte así en un elemento decisivo en la valoración económica del compromiso.

El sistema incorpora un régimen específico de control y consecuencias económicas. El incumplimiento de activaciones reales o de pruebas puede originar obligaciones de pago crecientes y la reiteración de determinados incumplimientos puede conducir a la **inhabilitación**

para prestar el servicio, al igual que el ocultamiento de indisponibilidades o el incumplimiento de determinadas obligaciones de información.

Desde la práctica profesional, el compromiso de capacidad debe integrarse en la gestión ordinaria del activo: mantenimiento, indisponibilidades programadas, contratos de operación, garantías, planificación financiera y sistemas de información han de alinearse con la potencia adjudicada. La rentabilidad del mecanismo no puede analizarse aisladamente de la capacidad real del recurso para mantener durante todo el periodo la disponibilidad comprometida.

7. Mercado secundario, financiación y régimen económico del mecanismo de capacidad

La Orden introduce un **mercado secundario** para dotar de flexibilidad a posiciones que pueden extenderse durante varios ejercicios. El artículo 21 permite la cesión o traspaso de derechos y obligaciones asociados al servicio, siempre que el adquirente reúna previamente los requisitos exigibles y se preserve el valor total de la potencia firme comprometida.

La operación no supone una liberación unilateral del adjudicatario ni una reducción de la obligación frente al sistema. La capacidad transmitida debe quedar respaldada por recursos aptos y, cuando se trate de cesiones, la Orden exige acuerdo entre proveedor de origen y destino, mantenimiento íntegro de la potencia y cumplimiento de las condiciones temporales establecidas. La cesión tampoco impide participar en futuras subastas.

Esta transmisibilidad resulta especialmente relevante para compromisos de larga duración. Permite gestionar cambios en la configuración de instalaciones, indisponibilidades estructurales o modificaciones en las estrategias empresariales sin sacrificar la potencia que el sistema contrató inicialmente. Jurídicamente, se trata de una flexibilidad funcional sometida al interés principal del mecanismo: que la capacidad continúe efectivamente disponible.

El segundo componente es la financiación. La Orden atribuye el coste del mercado a **comercializadores y consumidores directos en mercado** respecto de la energía destinada al consumo peninsular, articulándolo mediante términos asociados al consumo y diferenciados por segmentos tarifarios y periodos horarios, con referencia a la estructura temporal de la **Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC**. El sistema traslada así el coste de la seguridad de suministro al lado de la demanda, mientras la retribución se dirige a quienes aportan la capacidad firme.

Para comercializadores y grandes consumidores, la consecuencia no es meramente contable: la distribución temporal del consumo puede adquirir incidencia directa sobre el coste asociado al mercado de capacidad. Para generación, almacenamiento y demanda flexible, el mecanismo añade, en cambio, un flujo de ingresos regulado cuyo mantenimiento depende de la disponibilidad comprometida.

El modelo persigue, en suma, combinar tres objetivos: suficiencia financiera del mecanismo, flexibilidad para reasignar posiciones y preservación íntegra de la capacidad contratada. El mercado secundario flexibiliza la obligación, pero no altera su contenido material; la financiación distribuye el coste del instrumento sin convertirlo en un componente del precio mayorista de la energía.

8. Aplicación práctica y principales cuestiones jurídico-regulatorias para los operadores del sector eléctrico

La Orden TED/966/2026 establece una arquitectura institucional en la que las funciones se distribuyen entre la **Secretaría de Estado de Energía, la Dirección General de Política Energética y Minas, Red Eléctrica de España y la CNMC**. La Secretaría de Estado convoca las subastas y aprueba el procedimiento de operación; la Dirección General interviene en la determinación de necesidades y resolución de los procedimientos; el operador del sistema desarrolla funciones técnicas, de administración, habilitación, control y liquidación; y la CNMC participa en la fijación de determinados parámetros y supervisa el funcionamiento competitivo del mecanismo.

Para los operadores, la principal consecuencia es la necesidad de integrar decisiones que antes podían analizarse separadamente. **Acceso y conexión, tecnología, firmeza, flexibilidad, régimen retributivo, ayudas públicas, garantías, disponibilidad, planificación de mantenimiento y estrategia de oferta** forman ahora parte de una misma decisión regulatoria. Una instalación técnicamente capaz de producir energía no necesariamente dispone de la misma aptitud para monetizar capacidad; del mismo modo, un recurso de demanda puede obtener valor regulatorio no por consumir energía, sino por su capacidad efectiva para modificar su consumo cuando el sistema lo necesita.

La implantación se acompaña de un régimen transitorio que prevé **subastas anuales de capacidad transitorias** hasta el inicio del primer periodo de prestación derivado de una subasta principal. Se evita con ello un vacío temporal entre la creación del mecanismo y la entrada en servicio de las capacidades contratadas a más largo plazo.

Desde un punto de vista doctrinal, la Orden introduce una modificación relevante en la lógica económica y jurídica del sistema eléctrico: la capacidad disponible pasa a constituir un **activo regulatorio autónomo**, diferenciado de la energía. Su valor depende de la aportación efectiva a la seguridad de suministro y queda sometido a una secuencia completa de reconocimiento, adjudicación, remuneración, transmisión, control y eventual penalización.

La proporcionalidad del mecanismo deberá apreciarse en relación con su fundamento: la existencia de necesidades objetivas de cobertura y el estándar de fiabilidad utilizado para cuantificarlas. Esa conexión constituye el principal límite material de la intervención. De acuerdo con los principios del Reglamento (UE) 2019/943, la contratación de capacidad no debe convertirse en una retribución estructural desvinculada de problemas de adecuación, sino mantenerse como instrumento orientado a garantizar los recursos necesarios cuando las señales ordinarias del mercado no aseguren por sí solas una cobertura suficiente.

En términos profesionales, la Orden obliga a incorporar una nueva dimensión a la planificación de inversiones eléctricas. La pregunta deja de ser únicamente qué energía puede producir o desplazar un activo y a qué precio; pasa también a ser **qué capacidad firme puede aportar, durante cuánto tiempo y bajo qué obligaciones jurídicas**. Esta transformación sintetiza el alcance de la Orden TED/966/2026: el sistema eléctrico español incorpora un mercado específico para convertir la firmeza —hasta ahora fundamentalmente una característica técnica de los recursos— en una prestación regulada, cuantificable, adjudicable y económicamente retribuida.