

Propuesta para un Mercado de Capacidad en el sistema eléctrico

Se publica el proyecto de orden que crearía un mercado de capacidad para asegurar el suministro.

España | Legal Flash | Enero 2025

ASPECTOS CLAVE

- Mediante este proyecto de orden se **pretende crear un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, con el fin de dar respuesta a los problemas de cobertura** que pudiesen poner en riesgo la seguridad del suministro.
- Se distinguen **dos tipos de subastas**: principales, para la contratación de la mayoría de la firmeza necesaria, y de ajuste, para resolver desequilibrios entre oferta y demanda de potencia firme.
- Los **coeficientes de firmeza** determinarán la capacidad de cada tecnología para aportar firmeza al sistema eléctrico peninsular.
- Los prestadores del servicio de capacidad deben **garantizar su disponibilidad durante las horas de estrés** del sistema, que no podrán superar el 10 % de las horas de un año natural, y comunicar cualquier periodo de indisponibilidad programado o sobrevenido al operador del sistema.





Introducción

El pasado 18 de diciembre de 2024 se sometió a información pública el proyecto de orden por el que se crearía un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español (el “**Proyecto de Orden**”).

Mediante el Proyecto de Orden se pretende crear un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, con el fin de dar respuesta a los problemas de cobertura que pudiesen poner en riesgo la seguridad del suministro. El Proyecto de Orden pretende diseñar un instrumento para aportar firmeza al sistema eléctrico peninsular español y se enmarca en las políticas energéticas nacionales y europeas, con el objetivo de asegurar que el sistema eléctrico sea capaz de satisfacer la demanda en todo momento, incluso en situaciones de alta demanda o contingencias.

Las subastas que configura el Proyecto de Orden se estructuran en modalidad *pay-as-bid*, y el proceso competitivo será gestionado por el operador del sistema, Red Eléctrica de España (“**REE**”), mientras que la supervisión correrá a cargo de la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia (“**CNMC**”).

Precedentes del Proyecto de Orden

- **Análisis de cobertura:** el art. 20 del [Reglamento \(UE\) 2019/943](#), relativo al mercado interior de la electricidad, compele a los Estados Miembros a supervisar la cobertura de la demanda dentro de su territorio, y a hacerlo con base en el análisis europeo de cobertura.

El análisis europeo de cobertura es una simulación de un escenario en un periodo temporal específico, donde se valora cómo interactúa la evolución de la demanda de energía eléctrica con el parque de generación disponible¹; y sus resultados se trasladan a unas determinadas **previsiones de pérdida de carga** (en adelante, por sus siglas en inglés, *Loss Of Load Expectation*, “**LOLE**”, que reflejan el número de horas que la oferta de electricidad no cubre las necesidades de demanda eléctrica) y **previsiones de energía no suministrada** [“**ENS**”, que plasma el déficit de cobertura en términos de energía (MWh)].

En otras palabras, el análisis de cobertura calculará —para un periodo temporal concreto— cuánta demanda eléctrica no sería cubierta por la oferta, y expresará el resultado en la unidad métrica de MWh.

- **Estándar de fiabilidad:** para validar que los resultados de un análisis de cobertura reflejan un problema nacional de cobertura, deben contrastarse con el estándar de fiabilidad (cf. art. 25 Reglamento 2019/943), cuyas conclusiones también se expresarán como previsión de energía no suministrada y previsión de pérdida de carga, de tal forma que si el análisis de cobertura desprende valores superiores al estándar de fiabilidad, se podrá concluir la existencia de un problema de cobertura, lo que facilitará aprobar un mecanismo de capacidad.

El estándar de fiabilidad se calculará utilizando —al menos— el *valor de carga pérdida* (por sus siglas en inglés, *Value of Lost Load*, “**VoLL**”²) y el *coste de entrada de nuevas empresas* (“**CoNE**”³).⁴

¹ Significa el coste en €/MW que supone la entrada de nuevas tecnologías de producción de energía eléctrica, respuesta de la demanda o prolongación de la vida útil de instalaciones existentes.

² De acuerdo con el art. 2 del Reglamento 2019/943, significa la estimación en €/MWh del precio máximo de la electricidad que los clientes pagarían para evitar una interrupción.

³ Significa el coste en €/MW que supone la entrada de nuevas tecnologías de producción de energía eléctrica, respuesta de la demanda o prolongación de la vida útil de instalaciones existentes.

⁴ La metodología para aprobar los parámetros anteriores se encuentra reglada en la Decisión 23/2020 de ACER, accesible mediante el siguiente enlace.



- > **Resultados de los análisis de cobertura realizados en España:** de acuerdo con Memoria del análisis de impacto normativo de la orden (la “**Memoria**”), REE publicó en noviembre de 2023 un análisis de cobertura con un horizonte temporal que comprendía hasta 2030 y donde se exponía un LOLE de 6,26 horas en 2025; 4,76 horas en 2027 y 2,34 horas en 2030⁵.

Todos los valores indicados son superiores al estándar de fiabilidad previsto por la [propuesta de Resolución](#) de la Dirección General de Política Energética y Minas (“**DPGEM**”) por la que se fijan los valores de carga perdida y el estándar de fiabilidad, que preveía un estándar de fiabilidad de 0,94 horas, valor que se obtuvo de aplicar la Decisión 23/2020 de ACER⁶.

De esta forma, la Memoria explica que, al identificarse un problema de cobertura en España, con base en el art. 20 del Reglamento 943/2019, se remitió a la Comisión Europea un plan de implementación de medidas destinadas a eliminar cualquier distorsión, que pasaba principalmente por identificar las interconexiones con países vecinos. Sin embargo, esas interconexiones requieren para materializarse de un horizonte más largo a aquél donde se identifican los problemas de cobertura, motivo por el cual se entiende como inevitable la aprobación de un mecanismo de capacidad.

Ámbito de aplicación, definiciones y principios

- > **Ámbito subjetivo:** resulta de aplicación a **generadores, titulares de instalaciones de almacenamiento (en adelante, “BESS”) o de demanda**. Asimismo, también pueden participar los sujetos que presten **servicios de agregación de la demanda**⁷, así como las comercializadoras que puedan participar en todos los mercados de producción cuando se celebren las respectivas subastas.
- > **Definiciones:** el art. 3 regula las definiciones, entre las que destaca la diferencia entre **participante en el mercado de capacidad** y **proveedor del servicio de capacidad**, ya que el primero es aquél que participa en la subasta y el segundo el adjudicatario (o adquirente de derechos y obligaciones en el mercado secundario) que presta el servicio.

También es de interés la definición de potencia firme, que se obtendrá multiplicando la potencia instalada de una instalación por su coeficiente de firmeza⁸. Para los proyectos hibridados, habrá que sumar la potencia instalada de todos los módulos, y multiplicar la cifra resultante por los correspondientes coeficientes de firmeza de cada una de las tecnologías. En cualquier caso, la potencia firme de un proyecto hibridado no podrá sobrepasar su capacidad de acceso.

Por último, no puede dejarse de mencionar un concepto que no constaba en el Proyecto de Orden original sometido a información pública en abril de 2021. Se trata del coeficiente de flexibilidad, que resulta de aplicación a las instalaciones de generación no renovable, y cuyo objetivo es restringir la participación en las subastas a tecnologías que no aporten suficiente flexibilidad para permitir la integración de renovables en el sistema eléctrico español. Su cálculo consistirá en la ratio entre la energía movilizada a través de los mercados de balance y la energía efectivamente producida teniendo en cuenta los valores históricos producidos durante los tres (3) últimos años naturales previos al año en que se celebren las subastas de capacidad.

⁵ Tal y como hemos expuesto anteriormente, la ENS plasma en valores de energía el eventual déficit plasmado por el LOLE que, de acuerdo con el estudio de REE, en 2025 asciende por ejemplo a 12,9 GWh de energía demandada y no suministrada.

⁶ Tal y como expone la Memoria del Proyecto de Orden, a unas conclusiones similares se llega a través del análisis de cobertura elaborado por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad y aprobado por ACER en mayo de 2024.

⁷ De acuerdo con la página 17 de la Memoria, los agregadores independientes también podrán participar, aunque el Proyecto de Orden reconoce que se debe desarrollar previamente en España la normativa específica aplicable al mercado mayorista para prever y regular adecuadamente su participación.

⁸ El coeficiente de firmeza es un concepto que ya constaba en el Proyecto de Orden original de 2021 (aunque denominado como *ratio de firmeza*). Dicho elemento servirá de unidad métrica para calcular el grado de potencia firme que es capaz de aportar cada tecnología.



Desarrollo normativo del mercado de capacidad

El artículo 5.3 del Proyecto de Orden prevé la aprobación mediante la Secretaría de Estado de Energía de un procedimiento de operación donde se detallarán distintas cuestiones tales como (i) el procedimiento de habilitación para la constitución a los proveedores del servicio de capacidad; (ii) los requisitos técnicos y operativos para la participación en el mercado de capacidad; (iii) el régimen de penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones derivadas del servicio de capacidad; o (iv) la liquidación del servicio de capacidad.

El borrador del citado procedimiento de operación se incluye en el anuncio de información pública del Proyecto de Orden.

Análisis de cobertura

Este concepto ya ha sido abordado en el anterior apartado de Antecedentes. Se trata de un ejercicio que ha sido necesario elaborar para poder justificar la publicación del Proyecto de Orden, puesto que no es posible aprobar un mecanismo de capacidad (en este caso, el mercado de capacidad), sin la previa identificación de un problema de cobertura.

Sin embargo, el art. 6 del Proyecto de Orden incluye matices de interés respecto a la elaboración de análisis de cobertura en el largo plazo. El primero de ellos es que estos serán de nudo único⁹. Asimismo, deberán incluir simulaciones con múltiples años climáticos, con el fin de verificar cómo reacciona el sistema eléctrico español en diferentes escenarios.

De igual forma, el operador del sistema deberá realizar un análisis de cobertura con periodicidad anual, conforme las reglas previstas en el procedimiento de operación 2.2. Por último, es relevante apuntar que no sólo se basa en los resultados de un análisis de cobertura la necesidad de convocar subastas, sino que también el operador del sistema estará obligado a informar a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) sobre la necesidad de potencia firme que es necesario subastar.

Sobre las subastas del mercado de capacidad

El producto que se subastará será la potencia firme expresada en MW, y la oferta que se deberá realizar se trasladará por unidad de potencia firme expresada en €/MW y año¹⁰. A continuación, se profundiza sobre los tipos de subasta y los tiempos que median entre la adjudicación del servicio y su prestación, y entre el inicio de la prestación del servicio y la terminación.

- **Tipos de subasta:** El art. 7 del Proyecto de Orden distingue entre dos tipos de subastas: (i) principales y (ii) ajuste. Mediante las primeras se canalizará la contratación de “*la práctica totalidad de la firmeza necesaria identificada*”¹¹; mientras que las subastas de ajustes resolverán desequilibrios entre la oferta y demanda de potencia firme que pudiesen aflorar.

⁹ Es decir, que la simulación para verificar si la oferta de electricidad abastecerá a la demanda de eléctrica no presentará distinciones bajo, por ejemplo, las diferencias tecnológicas de potencia instalada a nivel nodal.

¹⁰ De forma previa a la convocatoria de la subasta se definirá una **curva de la demanda**, que reflejará las necesidades de firmeza para el horizonte temporal comprendido en cada subasta (cf. art. 9 del Proyecto de Orden). Esa curva reflejará en el eje de ordenadas el precio (€/MW); y en el eje de abscisas la cantidad (MW), con el fin de identificar un precio que será extraído entre la energía no suministrada y el VoLL (este último, recordemos que es el valor de carga pérdida, que equivale al precio máximo que un cliente está dispuesto a pagar para evitar una interrupción). Con lo que, antes de la convocatoria de cada subasta, se contará con una simulación que buscará reflejar (i) el volumen de potencia firme necesario para evitar un problema de cobertura; y (ii) el precio al que el mercado estaría dispuesto a remunerar la prestación del servicio de firmeza.

¹¹ Cf. Pág. 19 de la Memoria del Proyecto de Orden.



La página 20 de la Memoria del Proyecto de Orden comparte dos supuestos de hecho como ejemplos donde se convocarían subastas de ajuste: uno es el incremento imprevisto de demanda, y el otro la frustración en la ejecución de proyectos cuyo objetivo era aportar firmeza.

- **Desfase temporal entre la adjudicación del producto subastado y la prestación del servicio:** En las subastas principales, se incluye un periodo de desfase de cinco (5) años desde la celebración de la subasta y el inicio de la prestación del servicio. El subyacente que motiva dicho periodo de inactividad para los agentes adjudicatarios se basa en garantizar la competencia entre instalaciones nuevas y existentes, ya que de otro modo las existentes dispondrían de ventaja competitiva. Además, ese periodo de desfase es ampliable hasta los nueve (9) años —si así lo prevé la propia convocatoria de la subasta— mediante un cupo de potencia reservado a tecnología hidráulica de bombeo.

Sin embargo, la disposición transitoria única del Proyecto de Orden contempla la necesidad de celebrar anualmente subastas transitorias de capacidad, desde la aprobación de la Orden y hasta el inicio de la prestación del servicio resultante de la primera subasta principal. Estas serán iguales que las subastas principales, con la excepción de que su periodo de prestación del servicio será anual.

- **Periodo de prestación del servicio:** varía en función del estado y la tecnología del proyecto, de la siguiente forma:

Instalaciones de generación y BESS	
Estado	Periodo de prestación del servicio (años)
Nuevas	Será definido para cada tecnología con el ánimo de fijarlo en la mitad de su vida útil. Estará limitado hasta un máximo de quince (15)
Existentes	Uno (1)

Demanda y agregadores de demanda	
Podrá oscilar entre uno (1) y diez (10) años, pudiendo el participante decidir el periodo de prestación del servicio que le resulte de aplicación	

A modo de aclaración se hace constar que la diferencia entre instalaciones nuevas y existentes vendrá marcada por la fecha de la autorización de explotación. Si la fecha de la resolución es anterior a la convocatoria de la subasta, serán existentes; mientras que, si es posterior, serán nuevas.

Otros aspectos sustantivos

- **Coefficientes de firmeza:** se definen en el art. 3.g) como un valor del cero (0) al uno (1) que sirve de unidad métrica respecto a la capacidad de cada tecnología para aportar firmeza al sistema eléctrico peninsular. Con carácter previo a la aprobación de la resolución que convoque las subastas, el operador del sistema remitirá un informe a la DGPEM incluyendo los coeficientes de firmeza para cada tecnología.
- **Requisitos para participar en una subasta:** el Proyecto de Orden incluye varios requisitos. Destaca entre ellos que, en las subastas de capacidad principal, sólo puedan participar instalaciones nuevas cuando (estas) se correspondan con tecnologías renovables, de almacenamiento o demanda.



De igual forma, sólo podrán participar en cualquier subasta instalaciones que (i) dispongan de permisos de acceso y conexión; (ii) no perciban retribución por participar en servicios de balance; y (iii) no sean adjudicatarias de ningún derecho retributivo otorgado con base en el art. 14 de la [Ley 24/2013, del Sector Eléctrico](#).

- **Precio máximo de la curva de potencia firme y precio inferior de reserva:** los precios que se deberán ofertar por los participantes de la subasta podrán ser limitados en su límite superior. Así, el precio máximo de la curva de potencia firme sirve como límite de precio general a cualquier oferta; mientras que, el segundo, será inferior al primero, y sólo podrá aplicarse a las instalaciones existentes en las subastas principales.

Ambos son opcionales, y podrán establecerse a través de la resolución que convoque la subasta y que dictará la Secretaría de Estado de Energía.

- **Retribución:** la retribución será fija y equivaldrá a multiplicar la potencia firme asignada en la subasta de capacidad por el precio de adjudicación. Asimismo, se establece con periodicidad mensual, lo que significa que la cantidad resultante de la fórmula descrita se tendrá que dividir entre cada mes del año (i.e., entre 12).
- **Cesión de derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad:** es posible ceder los derechos y obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad. Para ello —como condición previa a cualquier adquisición de derechos u obligaciones— el adquirente tendrá que acreditar ante el operador del sistema que cumple los requisitos aplicables y, especialmente, los relativos al art. 11 del Proyecto de Orden. Asimismo, la eficacia de la cesión quedará condicionada a la conformidad expresa que deberá prestar el operador del sistema.
- **Obligaciones de los prestadores del servicio de capacidad:** deberán garantizar su disponibilidad durante las horas de estrés del sistema que se definan en el procedimiento de operación del servicio de capacidad. Para aquellos participantes relacionados con la demanda de energía, su participación será repartida mediante turnos rotatorios.

Las horas de estrés no podrán superar el 10 % de las horas de un año natural, y serán conocidas por los proveedores del servicio de capacidad antes del inicio de cada año perteneciente al periodo de prestación del servicio.

En relación con este ámbito, el art. 23 del Proyecto de Orden regula la necesidad de que los proveedores del servicio comuniquen al operador del sistema cualquier periodo de indisponibilidad programado y —tan pronto como se identifique— aquellos sobrevenidos.



Para obtener información adicional sobre el contenido de este documento puede enviar un mensaje a nuestro equipo del [Área de Conocimiento e Innovación](#) o dirigirse a su contacto habitual en Cuatrecasas.

©2025 CUATRECASAS

Todos los derechos reservados.

Este documento es una recopilación de información jurídica elaborado por Cuatrecasas. La información o comentarios que se incluyen en el mismo no constituyen asesoramiento jurídico alguno.

Los derechos de propiedad intelectual sobre este documento son titularidad de Cuatrecasas. Queda prohibida la reproducción en cualquier medio, la distribución, la cesión y cualquier otro tipo de utilización de este documento, ya sea en su totalidad, ya sea en forma extractada, sin la previa autorización de Cuatrecasas.

