I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

19329 *Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español.*

I

La transición energética del sistema eléctrico español se constituye como una de las palancas imprescindibles para lograr el cumplimiento de los objetivos de descarbonización a los que se ha comprometido el Reino de España.

La necesaria integración de renovables en el mix eléctrico, reflejada en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, y refrendada en la actualización del PNIEC 2023-2030, permitirá pasar de un modelo tradicional de producción de energía eléctrica basado en fuentes convencionales a un modelo de generación a partir de fuentes de origen renovable libre de emisiones, lo que en combinación con otros instrumentos de transformación tales como la electrificación de los usos finales de la energía o la eficiencia energética, permitirán cumplir con los grandes objetivos de reducción de emisiones antes referidos.

Pero, además, esta integración de renovables no se constituye como un mero proyecto de transformación previsto para un determinado horizonte temporal futuro, sino que ya se erige como una auténtica realidad en la configuración del mix de producción de energía eléctrica a nivel nacional. Buen ejemplo de ello es el incremento de la capacidad instalada en renovables observada en los últimos años, tanto en tecnología eólica (superando los 33 GW de potencia instalada) como, sobre todo, en fotovoltaica (con un incremento superior al 360 % en apenas seis años, pasando de los apenas 9 GW a principios de 2019 a más de 41 GW en 2025), lo que ha supuesto, entre otros aspectos, que el porcentaje de generación a partir de fuentes de origen renovable superara por primera vez el 50 % de la producción total en España en 2023, y que en 2024 se alcanzara un máximo histórico del 56,8 % de producción con estas tecnologías.

No obstante lo anterior, esta incorporación decidida y necesaria de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico nacional requiere de otras medidas normativas de apoyo para garantizar la existencia de suficientes fuentes de respaldo y flexibilidad que permitan garantizar la seguridad de suministro.

En este sentido, en noviembre de 2023, Red Eléctrica de España publicó un análisis nacional de cobertura (NRAA, por sus siglas en inglés), de conformidad con lo establecido en el artículo 24 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, en el que se analizaban las necesidades de cobertura en diferentes horizontes temporales (hasta 2030) y en el que se pone de manifiesto la necesidad de contar con dichas medidas normativas para cubrir las necesidades de demanda estimadas en dichos horizontes temporales.

En particular, empleando como indicador de la cobertura de la demanda el número de horas esperadas con energía no suministrada (LOLE, por sus siglas en ingles), el informe anterior pone de manifiesto la existencia de unos valores de 6,26 horas en 2025, 4,76 horas en 2027 y 2,34 horas en 2030. Todos ellos resultan superiores al estándar de fiabilidad previsto en la Resolución de 7 de julio de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943,

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad., donde se establece un estándar de fiabilidad de 1,5 horas, valor obtenido por aplicación de la Decisión 23/2020, de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, por la que se establece la metodología para el cálculo del valor de carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad.

A una conclusión similar se puede llegar empleando como herramienta de justificación del presente mercado de capacidad, el análisis europeo de cobertura (ERAA, por sus siglas en inglés), elaborado por el ENTSO-e y aprobado por ACER en mayo de 2024, donde se identifican unos valores de LOLE de 5 horas y 4,5 horas en 2025 y 2028, respectivamente, superiores al estándar de fiabilidad señalado.

Complementariamente al análisis europeo de cobertura ERAA 2024, Red Eléctrica de España publicó un análisis nacional de cobertura (NRAA, por sus siglas en inglés) en octubre de 2025, analizando las necesidades de cobertura para los años 2028 y 2030 y aportando unos resultados de horas esperadas con energía no suministrada (LOLE) de 4,08 horas en 2028 y 2,41 horas en 2030, ambos superiores al estándar de fiabilidad de 1,5 horas ya citado.

Así, con carácter general, se considera necesario el despliegue de un mecanismo de capacidad en un determinado sistema eléctrico cuando del resultado de los análisis y simulaciones de cobertura se desprende un «LOLE» (en número de horas) superior al estándar de fiabilidad.

Las razones que explican esta situación del estrés del sistema eléctrico son varias. Así, el actual contexto de mercado no permite viabilizar las nuevas inversiones en nuevas tecnologías firmes y flexibles, ya que a pesar de que los ingresos por arbitraje se han venido incrementando en los últimos tiempos por efecto del incremento de la volatilidad en los mercados, y de que se han venido eliminando barreras para que las tecnologías de almacenamiento puedan participar en todos los segmentos de mercado, lo cierto es que sigue existiendo un «missing money» (término empleado por la literatura económica para referirse a este fenómeno habitual en los mercados energéticos) que impide el acometimiento de estas inversiones, imprescindibles ya no solo desde la perspectiva de la seguridad de suministro, sino desde la propia necesidad de integración de renovables, ya que sin estas tecnologías no resultará posible abordar con éxito los ambiciosos objetivos de renovables a nivel nacional.

El análisis anterior, particularizado para el caso español, no es sin embargo único ni extraordinario en el seno de la Unión Europea. Prueba de ello es que muchos de los principales países del entorno cuentan precisamente con un mecanismo de capacidad que permite dar solución eficaz a los problemas de seguridad de suministro que pudiesen detectarse como consecuencia de análisis nacional de cobertura.

Continuando con la vía procedimental planteada por el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, tras la elaboración de los análisis de cobertura antes mencionados, el Estado miembro elaborará un Plan de Implementación que recoja las principales barreras que impiden la resolución de los problemas de cobertura por medio de soluciones de «solo energía». A tal fin, en noviembre de 2023 se notificó a la Comisión Europea, de conformidad con el artículo 20 del referido reglamento, un plan de implementación que destacaba las interconexiones como el principal elemento de mejora para la consecución de un mercado interior de electricidad. En efecto, entre otros beneficios, las interconexiones permiten explotar las complementariedades de los sistemas eléctricos vecinos, aprovechándose de las sinergias y mitigando los problemas de suministro, ya que se logra reducir el número de eventos «de estrés» para el sistema, muchos de ellos marcados por una naturaleza inherentemente estocástica.

Si bien la expansión y mejora de las interconexiones (principalmente con Centroeuropa) es una de las principales prioridades de política energética impulsada por el Gobierno, su despliegue real y efectivo requiere por lo general de horizontes de más largo plazo, por lo que esta no puede ser la solución, al menos en el corto y medio plazo, de los problemas de cobertura antes reflejados.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Todo lo anterior deriva en la necesaria aprobación de un mecanismo de capacidad, como instrumento normativo de apoyo específicamente diseñado para resolver los problemas de cobertura identificados en un determinado sistema eléctrico. Este es precisamente el objeto de esta orden ministerial; la aprobación de un mecanismo de capacidad en la forma de un mercado de capacidad que, dando cumplimiento a los requisitos y exigencias derivados de la normativa europea (tanto desde la perspectiva de su justificación como de los elementos de diseño que la integran), permita dar solución a los retos identificados en materia de seguridad de suministro.

II

El mecanismo de capacidad planteado por medio de esta orden ministerial se constituye como un mercado de capacidad, de ámbito peninsular, centralizado y basado en las necesidades de potencia firme identificadas en nudo único por el operador del sistema para los diferentes horizontes temporales establecidos.

En efecto, se trata de un mercado de capacidad centralizado en tanto que se pretenden cubrir, por medio de un procedimiento de concurrencia competitiva convenientemente diseñado, las necesidades de firmeza identificadas, subastando toda la capacidad firme necesaria. Este esquema de concurrencia competitiva previsto se organiza en torno a tres modelos de subasta.

Una primera, la principal, tendrá como objetivo contratar la capacidad firme identificada para un determinado horizonte de tiempo. Dicha subasta incluirá un periodo de desfase entre el momento de celebración de la misma y el momento en que los adjudicatarios de la subasta comiencen a prestar el servicio de capacidad, de tal forma que se disponga del tiempo suficiente para acometer los proyectos en caso de que los adjudicatarios correspondan a nuevas inversiones. Asimismo, la subasta principal incluirá un periodo de prestación del servicio de capacidad durante el cual los adjudicatarios obtendrán un derecho de cobro resultado de la subasta a cambio de una obligación de disponibilidad para el sistema eléctrico.

En relación con este periodo de prestación del servicio, y para evitar que este pueda beneficiar a unas tecnologías en detrimento de otras, se propone la fijación de periodos de prestación del servicio distintos relacionados con la vida útil equivalente para cada tipo de tecnología de referencia identificada. Estos periodos de prestación del servicio por tecnología de referencia se fijarán con anterioridad a la celebración de las subastas principales, de tal forma que los participantes en el mercado de capacidad conozcan las condiciones de contorno del servicio y puedan adaptar convenientemente sus ofertas en la subasta.

Adicionalmente, se prevé la celebración de subastas de ajuste de carácter anual que permitan resolver los problemas de cobertura que pudieran surgir de forma imprevista (desvío en las necesidades de cobertura de la demanda, frustración en algunos de los proyectos adjudicados en la subasta principal, etc.). Por su propia configuración, estas subastas movilizarán una reducida capacidad firme en relación con las subastas principales, donde se espera que se produzca la inmensa mayoría de la contratación de potencia firme requerida.

Las dos modalidades de subasta anteriores se encuentran reguladas en el artículo 7 de esta orden.

Finalmente, de forma extraordinaria y para resolver los problemas de cobertura entre el momento de la entrada en vigor de esta orden ministerial y el momento del inicio del periodo de prestación del servicio fijado por la subasta principal, se prevé en la disposición transitoria única la celebración de unas subastas transitorias, de carácter anual y que podrán tener celebración simultánea que permita satisfacer las necesidades de firmeza durante dicho periodo transitorio.

Por otro lado, para preservar el principio de neutralidad tecnológica establecido en el artículo 22 del Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, se establecerán coeficientes de firmeza que permitan comparar la

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

aportación de firmeza real de unas tecnologías respecto de otras. Igualmente, estos ratios serán conocidos con anterioridad a la celebración de las distintas subastas y se basarán en la mejor previsión de la capacidad de respaldo prestada por las distintas tecnologías, pudiendo emplear para ello tanto datos históricos como previsiones para los diferentes horizontes de cobertura establecidos.

De esta forma, todas las tecnologías (generación, almacenamiento y demanda) para las que el mercado de capacidad tenga efecto incentivador real podrán participar en dichas subastas en igualdad de condiciones.

Igualmente, se ha juzgado conveniente no distinguir entre instalaciones existentes y nuevas inversiones, de tal forma que ambas puedan concurrir a las modalidades de subasta de capacidad principal y transitoria, incrementándose así la presión competitiva en las mismas. No obstante, y para evitar la aparición de ciertas rentas excesivas, en estas subastas podrán fijarse, además de un precio máximo de la curva aplicable a ambas tipologías de instalaciones –nuevas y existentes–, un precio inferior de reserva específico para las instalaciones existentes. Esta regulación no resulta novedosa en el ámbito europeo, habiendo sido convalidada por la Comisión Europea en su autorización al mercado de capacidad belga.

Por lo demás, para cada subasta se construirá una curva de potencia firme requerida elaborada a partir de las previsiones existentes para cada horizonte temporal y en función de las necesidades de cobertura identificadas por el operador del sistema a partir de los parámetros existentes, tales como el estándar de fiabilidad. El punto de encuentro entre la oferta y la demanda fijará la potencia firme contratada, adjudicándose por medio de una subasta en sobre cerrado y con un proceso de casación del tipo «pay-as-bid».

Se prevé la configuración de un mercado secundario, que incrementará la liquidez del mercado por la mayor flexibilidad que otorga dicho mecanismo a los agentes adjudicatarios de la subasta.

Las obligaciones de pago previstas en esta orden, junto con los correspondientes sistemas de verificación y cumplimiento detallados en el procedimiento de operación que la desarrolle, incentivarán la adecuada prestación del servicio por los proveedores del servicio de capacidad.

III

Esta orden ha sido elaborada teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La aprobación de esta orden cumple con el principio de seguridad jurídica, puesto que supone el desarrollo de la previsión contenida en el artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, generando un marco normativo estable, claro y de certidumbre, que facilite su conocimiento y comprensión a los sujetos a los que afecta.

Igualmente, cumple con el principio de necesidad, dado que completa el marco normativo que permite dotar al sistema eléctrico de la necesaria potencia firme y flexible que garantice la seguridad de suministro a la vez que no limita, gracias a su flexibilidad, la penetración de renovables.

A su vez, esta norma cumple con el principio de eficacia dado que permite salvaguardar los objetivos de integración de renovables, constituyéndose como un instrumento de acompañamiento al despliegue de dichas tecnologías imprescindible, preservando la robustez del sistema y fomentando al mismo tiempo la entrada de nuevas inversiones en tecnologías de respaldo, en línea con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Se adecua, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones y requisitos a los sujetos afectados por la presente disposición normativa para la consecución de los fines previstos en la misma.

En aplicación del principio de transparencia, en primer lugar, se ha sustanciado la correspondiente consulta pública previa, a través del portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de conformidad con el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, cuyo plazo para formular alegaciones finalizó el 13 de septiembre de 2020. Además, y tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, esta orden ha sido sometida a una audiencia e información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico entre el 19 de abril y el 12 de mayo de 2021. Posteriormente, fue sometida a un segundo trámite de audiencia e información pública entre el 18 de diciembre de 2024 y el 29 de enero de 2025, igualmente a través del portal web del citado ministerio.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en la presente orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 27 de julio de 2021.

Adicionalmente, durante la tramitación de esta orden ministerial, se ha recabado el informe de la Secretaría General Técnica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico previsto en el artículo 26.5, párrafo cuarto, de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno; el informe de la Secretaría de la Comisión Ministerial de Administración Digital y de la Dirección General de Servicios del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico; el informe del Ministerio de Economía, Comercio y Empresa; y el Informe de la Oficina Española de Cambio Climático.

Mediante Acuerdo de fecha 14 de septiembre de 2026 la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y de acuerdo con el Consejo de Estado, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

La orden tiene por objeto la creación de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, estableciendo los requisitos para participar como proveedor del servicio de capacidad, las condiciones de prestación del servicio, la regulación de los procedimientos de subasta, así como su régimen retributivo y de financiación.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Esta orden resultará de aplicación a todas las personas, físicas o jurídicas que, cumpliendo con todos los requisitos y obligaciones establecidas en la misma, participen en el procedimiento de concurrencia competitiva previsto, o en el mercado secundario asociado, y que se constituyan como proveedores del servicio de capacidad. En concreto, podrán participar en el mercado de capacidad los siguientes sujetos del sistema eléctrico:

a) Los productores de energía eléctrica, de conformidad con el artículo 6.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

b) Los titulares de instalaciones de almacenamiento, conforme se definen en el artículo 6.1.h) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

c) Los consumidores finales de energía eléctrica, según lo previsto en el artículo 6.1.g) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

d) Los sujetos que presten servicios de agregación de la demanda, incluidos los comercializadores de energía eléctrica, de acuerdo con su definición en el artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que puedan participar en todos los mercados de producción de energía eléctrica al tiempo de la celebración de las correspondientes subastas de capacidad previstas en esta orden.

e) Los sujetos que presten servicios de agregación de la producción y del almacenamiento, que puedan participar en todos los mercados de producción de energía eléctrica al tiempo de la celebración de las correspondientes subastas de capacidad previstas en esta orden.

2. Esta orden resultará de aplicación igualmente al operador del sistema, Red Eléctrica de España, SA, y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de la presente orden, se entenderá por:

a) Mercado de capacidad: Mecanismo de capacidad, de los previstos en el capítulo IV del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, implementado con el objetivo de asegurar la seguridad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español, y que incluye todos los aspectos regulatorios contenidos en esta orden ministerial y sus correspondientes procedimientos de operación, entre ellos el esquema de concurrencia competitiva, los requisitos de cualificación previa para al acceso al esquema de concurrencia competitiva y los derechos y obligaciones derivados de la prestación del servicio de capacidad.

b) Participante en el mercado de capacidad: sujeto del sistema eléctrico de los previstos en el artículo 2 que, cumpliendo con los requisitos y obligaciones contenidos en esta orden, participa en el esquema de concurrencia competitiva establecido en esta norma.

c) Proveedor del servicio de capacidad: Participante del mercado de capacidad que resulta adjudicatario en el esquema de concurrencia competitiva, o que adquiere los derechos y obligaciones mediante cesión o traspaso en el mercado secundario conforme a lo previsto en esta norma.

d) Servicio de capacidad: Servicio de disponibilidad de potencia firme prestado por los proveedores del servicio de capacidad que permite dar respuesta a los posibles problemas de suministro en el sistema eléctrico peninsular detectados en los análisis de cobertura realizados.

e) Tecnología de referencia: Tecnologías tipo, incluyendo a instalaciones de producción de energía eléctrica, almacenamiento y demanda, para las que se definen determinadas características técnicas exigidas para la participación en el mercado de capacidad, de conformidad con lo previsto en esta orden.

f) Potencia firme: Potencia activa media, en MW, que, a efectos de esta orden, una instalación de generación, almacenamiento o demanda puede aportar para la cobertura de la demanda de energía eléctrica, en función de las características intrínsecas de disponibilidad y fiabilidad asociadas a cada tecnología de referencia.

Para cada tecnología de referencia, la potencia firme de una determinada instalación se obtendrá como el producto de su potencia instalada por su correspondiente coeficiente de firmeza.

Para las instalaciones de generación que se encuentren en servicio, el valor de potencia instalada será el disponible en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

En el caso de instalaciones hibridadas, la potencia firme se calculará como la suma de las potencias instaladas de cada uno de sus módulos por los correspondientes coeficientes de firmeza de cada una de las tecnologías.

En todo caso, la potencia firme de cada instalación no podrá ser superior a la capacidad de acceso que tenga otorgada.

Para el caso de las agregaciones de demanda, la potencia firme se calculará como la suma de las potencias firmes de las instalaciones de demanda que la componen. En todo caso, no podrá ser superior a la suma de las potencias máximas contratadas por las distintas instalaciones de demanda que la componen.

g) Coeficientes de firmeza: valor comprendido entre 0 y 1, que mide el grado de cada tecnología de referencia para aportar potencia firme al sistema eléctrico peninsular, conforme a lo establecido en el artículo 10.

h) Coeficiente de flexibilidad: Ratio definida como el cociente entre la energía movilizada a través de los mercados de balance de activación manual y la energía efectivamente producida. Este coeficiente únicamente resultará de aplicación a las instalaciones de generación no renovable y, en el caso de instalaciones hibridadas, a aquellas que incluyan módulos de generación no renovable. Su valor se determinará por tecnología de referencia a partir de los datos históricos registrados durante los tres años naturales previos al año en que se celebre la subasta de capacidad.

i) Umbral de flexibilidad: umbral que deberán superar los coeficientes de flexibilidad de las instalaciones de generación no renovable y, en el caso de instalaciones hibridadas que incluyan módulos de generación no renovable, cada uno de dichos módulos, a fin de que dichas instalaciones puedan participar en las subastas de capacidad.

j) Valores unitarios de inversión por tecnología de referencia: coste estándar de inversión asociado a cada tecnología de referencia, expresados en euros por MW firme (€/MW firme).

k) Valor de nueva inversión: Inversión asociada a un módulo de nueva inversión de una instalación híbrida, expresada en euros (€). Se calculará como el producto del valor unitario de inversión asociado a la tecnología del módulo por sus MW firme.

l) Valor de instalación existente: Inversión asociada a un módulo existente de una instalación híbrida, expresada en euros (€). Se calculará como el producto del valor unitario de inversión asociado a la tecnología del módulo por sus MW firme.

m) Umbral de nueva inversión de hibridación: valor límite, aplicable a instalaciones híbridas, del cociente entre el valor de nueva inversión y el valor de instalación existente, a partir del cual dejará de ser de aplicación el precio inferior de reserva al conjunto de la instalación híbrida.

Artículo 4. *Principios generales del mercado de capacidad.*

El mercado de capacidad creado por esta orden se constituye como un mecanismo de capacidad y cumplirá con los principios para la configuración de mecanismos de capacidad enunciados en el apartado primero del artículo 22 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de electricidad.

CAPÍTULO II

Mercado de capacidad

Artículo 5. *Mercado de capacidad y obligaciones derivadas del servicio de capacidad.*

1. Se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular para dar respuesta a los eventuales problemas de cobertura que pudiesen poner en riesgo la seguridad de suministro, asegurando la disponibilidad de suficiente potencia firme por parte de los proveedores del servicio de capacidad.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

2. El servicio de capacidad consiste en la prestación, por parte de los proveedores que pertenezcan a una de las modalidades definidas en el artículo 2.1 y que hayan resultado adjudicatarios en el esquema de concurrencia competitiva, o del mercado secundario de cesión y traspasos, que desarrolla esta orden, de un servicio de disponibilidad de una determinada potencia firme, conforme a las obligaciones establecidas en esta orden.

3. La persona titular de la Secretaría de Estado de Energía aprobará mediante resolución un procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad en el que se detallará, al menos, los siguientes aspectos:

a) Requisitos técnicos, documentales y operativos para la participación en el mercado de capacidad.

b) Procedimiento de habilitación para la constitución de proveedores del servicio de capacidad.

c) Obligaciones de aplicación a los proveedores del servicio de capacidad.

d) Verificación del cumplimiento de las obligaciones y esquema de pruebas del servicio de capacidad.

e) Liquidación del servicio de capacidad.

f) Financiación del servicio.

g) Metodología para el cálculo de los coeficientes de firmeza por tecnología de referencia.

4. La asignación del servicio de capacidad se llevará a cabo a través del procedimiento de concurrencia competitiva definido en esta orden, y las subastas de capacidad convocadas se resolverán mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

5. El servicio de capacidad, incluyendo su régimen de cumplimiento, verificación, financiación y liquidación, será gestionado por el operador del sistema.

Artículo 6. *Análisis de cobertura a largo plazo.*

1. A solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, o a iniciativa propia, el operador del sistema remitirá a ese órgano directivo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un análisis nacional de cobertura que permita evaluar el riesgo de déficit de cobertura en el sistema eléctrico peninsular para diferentes horizontes de estudio.

En dicho análisis probabilista de nudo único se tendrá en cuenta, entre otros aspectos, la incertidumbre asociada a las siguientes variables:

a) Demanda de potencia.

b) Aportación de tecnologías renovables, incluyendo diferentes escenarios de disponibilidad de recurso hidráulico.

c) Posibles indisponibilidades del parque de generación térmico, teniendo en cuenta indisponibilidades programadas y sobrevenidas.

Asimismo, el análisis de cobertura incorporará aquellas consideraciones de naturaleza económica que resulten pertinentes para valorar el grado de cobertura de la demanda eléctrica en territorio peninsular, y se realizarán simulaciones con múltiples años climáticos que permitan reflejar la fiabilidad de sistema eléctrico ante diferentes escenarios.

2. El análisis de cobertura se llevará a cabo siguiendo la metodología establecida en la Decisión 24/2020, de 2 de octubre de 2020, por la que se establece la metodología para el análisis de cobertura europeo, realizando las adaptaciones que resulten oportunas para aplicar dicha metodología al sistema eléctrico peninsular y considerando el propósito del análisis. En el caso de que se emplee como instrumento de justificación de la necesidad del mecanismo regulado por medio de esta orden el análisis nacional de

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

cobertura, este tendrá que contar con el dictamen favorable de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de conformidad con lo previsto en el artículo 24.3 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

3. Con independencia de los análisis de cobertura a largo plazo que se realicen conforme a lo establecido en este artículo, el operador del sistema realizará un análisis de cobertura con horizonte anual conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 2.2 correspondiente a la previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico.

4. Asimismo, a los efectos de la justificación de la necesidad del mecanismo de capacidad, podrá emplearse el análisis europeo de cobertura llevado a cabo por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, cuando se desprenda un problema de cobertura de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

5. Estos análisis de cobertura se compararán con los valores establecidos en la Resolución de 7 de julio de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943, del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, así como en las resoluciones que vengan a sustituir a esta, que seguirán lo establecido en la Decisión 23/2020, de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, por la que se establece la metodología para el cálculo del valor de carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad.

6. A solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, el operador del sistema remitirá a ese órgano directivo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informe sobre las necesidades de potencia firme en el sistema eléctrico peninsular que es necesario subastar en el procedimiento de concurrencia competitiva que se establece en esta orden para diferentes horizontes de estudio. Para ello, podrá basarse en los análisis establecidos en este artículo.

CAPÍTULO III

Procedimiento de concurrencia competitiva

Sección 1.ª Generalidades

Artículo 7. *Modalidades de subasta.*

1. Con carácter general, se crean dos modalidades de subasta de capacidad en función del horizonte temporal para la efectiva prestación del servicio:

a) Subastas de capacidad principal: Procedimiento de concurrencia competitiva por el que se contratarán las necesidades de firmeza del sistema eléctrico peninsular. Las subastas de capacidad principal contarán con un periodo de prestación del servicio de capacidad que se iniciará en un plazo máximo de cinco años desde la asignación del servicio tras la celebración de la subasta. Desde el inicio del periodo de prestación del servicio, el proveedor adjudicatario del servicio de capacidad debe asegurar la disponibilidad de la potencia firme comprometida en la subasta de conformidad con lo establecido en esta orden.

En todo caso, el periodo de prestación del servicio de capacidad correspondiente a esta modalidad de subasta deberá incluir al menos un año en el que se haya identificado un problema de cobertura de conformidad con los análisis de cobertura previstos en el artículo 6.

Sin perjuicio de lo anterior y con carácter excepcional, se podrá establecer en la propia convocatoria de la subasta un cupo de potencia para la entrada de nueva

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

inversión que contará con un plazo desde la asignación del servicio hasta el inicio del periodo de prestación del servicio de capacidad de hasta nueve años, que podrá ser acortado a voluntad por los propios promotores si el avance de las inversiones les permite comenzar el periodo de prestación del servicio de capacidad antes del agotamiento de dicho periodo de nueve años. Podrán solicitar acogerse a dicho cupo aquellos participantes del mercado de capacidad que sean titulares de instalaciones que, suponiendo una nueva inversión, pertenezcan a alguna de las tecnologías a que hace referencia el último párrafo del artículo 1.1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, y que lo indiquen en la solicitud de participación en la subasta.

Por otro lado, en la convocatoria de celebración de la subasta de capacidad principal se fijará el periodo de prestación del servicio para los participantes que resulten adjudicatarios. En particular:

1.º Para instalaciones existentes de generación y almacenamiento, el periodo de prestación del servicio de capacidad será de doce meses de duración.

A los efectos de esta orden, las instalaciones de producción de energía eléctrica o almacenamiento que cuenten con autorización de explotación con anterioridad a la convocatoria de la subasta de capacidad se considerarán existentes.

2.º Para nuevas inversiones de generación y almacenamiento, los periodos de prestación del servicio se definirán por tecnología de referencia y estarán orientados a reflejar un plazo equivalente a la mitad de su vida útil. En ningún caso el periodo de prestación del servicio será superior a quince años.

3.º Para instalaciones de demanda, el periodo de prestación del servicio podrá oscilar entre uno y diez años, pudiendo el propio participante en las subastas de capacidad decidir el periodo de prestación del servicio que le resulte de aplicación dentro de la horquilla anterior.

Las agregaciones de demanda solo contemplarán un único periodo de prestación de servicio para el conjunto de instalaciones que las componen, y solo podrán constituirse con instalaciones de demanda con una potencia firme individual menor de 1 MW que compartan la misma condición: existentes o nuevas inversiones.

4.º Asimismo, las agregaciones de la producción y del almacenamiento solo podrán constituirse con instalaciones de producción y almacenamiento con una potencia firme individual menor de 1 MW que compartan la misma condición: existentes o nuevas inversiones. Las instalaciones que formen parte de la agregación deberán integrarse en el mercado de producción de manera que puedan cumplir las obligaciones asociadas a la prestación del servicio de capacidad.

El periodo de prestación de las agregaciones de la producción y del almacenamiento que tengan la condición de instalaciones existentes será de un año. En el caso de agregaciones de la producción y del almacenamiento con la condición de nueva inversión, el periodo de prestación del servicio se corresponderá con el menor de los periodos aplicables a las tecnologías que las integren.

5.º Los periodos de prestación del servicio por tecnología de referencia se establecerán en la convocatoria de la subasta de capacidad. A los efectos de esta orden, se considerará una nueva inversión a aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica o almacenamiento que no cuenten con autorización de explotación con anterioridad a la convocatoria de la subasta de capacidad.

b) Subastas de capacidad de ajuste: Subastas asociadas a un periodo de prestación del servicio de capacidad de doce meses de duración, el cual se inicia en un plazo máximo de doce meses desde la asignación del servicio tras la celebración de la subasta.

Las subastas de capacidad de ajuste tienen por objeto resolver los eventuales problemas de cobertura que no vayan a ser cubiertos por medio de la potencia firme asegurada mediante las subastas de capacidad principal.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

En esta modalidad de subasta solo podrán concurrir las instalaciones que se encuentren en servicio con anterioridad a la fecha de convocatoria de la misma, y solo podrán hacerlo por la potencia firme correspondiente a los módulos en servicio para dicha instalación.

2. Excepcionalmente, cuando del análisis de cobertura se desprenda la necesidad de convocar subastas de capacidad con horizontes temporales distintos de los definidos en el apartado primero, el operador del sistema podrá solicitar su articulación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. Por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se convocará la subasta de capacidad, en sus diferentes modalidades, de conformidad con lo establecido en este artículo, que incluirá las Reglas de la Subasta del Mercado de Capacidad. Con carácter previo a la aprobación de dicha resolución, el operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas la curva de potencia firme y los coeficientes de firmeza de conformidad con lo previsto en esta orden, así como otras consideraciones oportunas a los efectos de la celebración de la subasta.

Asimismo, la resolución por la que se convoque la subasta de capacidad concretará la modalidad de subasta convocada que se ajustará, con carácter general y sin perjuicio de lo establecido en el apartado 2, a las modalidades de subasta definidas en el apartado 1.

4. La propuesta de resolución de convocatoria de la subasta será sometida a información pública y se solicitará informe sobre esta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este informe deberá ser emitido en un plazo máximo de veinte días hábiles.

Artículo 8. *Producto a subastar y variable de oferta.*

El producto a subastar será la potencia firme, expresada en MW, y la variable de oferta el precio por unidad de potencia firme, expresado en euros/MW y año.

Artículo 9. *Curva de potencia firme requerida.*

1. Con carácter previo a la celebración de las subastas de capacidad a las que se refiere el artículo 7, se elaborará una curva de potencia firme requerida que refleje las necesidades de potencia firme para el horizonte temporal correspondiente a cada modalidad de subasta. En el caso de las subastas de capacidad principal, con carácter general, la curva de potencia firme requerida coincidirá con el primer año del periodo de prestación del servicio establecido.

2. Las necesidades de firmeza consideradas en la determinación de la curva de potencia firme requerida tendrán en cuenta la previsión de demanda en el horizonte temporal establecido, y se construirá a partir de pares de valor de cantidad (MW) y precio (en €/MW). Así, para cada valor de cantidad, se obtendrá un precio a partir de las horas de energía no suministrada prevista y del valor de carga perdida fijado por medio de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. Se definirán tanto pares de valor de cantidad y precio como sean necesarios para asegurar la fiabilidad y detalle de la curva, y en todo caso este número no podrá ser inferior a tres.

3. Por debajo de un determinado valor de cantidad de potencia firme, podrá fijarse un precio máximo de la curva de potencia firme requerida, de conformidad con lo establecido en el artículo 15.3.

4. Cuando se encuentren disponibles instalaciones de producción de energía eléctrica o almacenamiento que no cumplan los requisitos para participar en el mercado de capacidad con capacidad para aportar potencia firme al sistema eléctrico, tales como aquellas a que se hacen referencia en el artículo 11.d), la potencia firme asociada a dichas instalaciones se tendrá en cuenta reduciendo las necesidades de firmeza, haciendo desplazar en una cantidad equivalente la curva de potencia firme requerida.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

5. A solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, el operador del sistema elaborará una propuesta de curva de potencia firme, en virtud de lo previsto en este artículo, y la remitirá a ese órgano directivo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La propuesta de curva de potencia firme elaborada por el operador del sistema formará parte del contenido de las condiciones técnicas a que se refiere el apartado 1 del artículo 10.

6. La fijación definitiva de la curva de potencia firme se realizará en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la competencia, de acuerdo con lo previsto en el apartado 4 del artículo 25 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019.

Dicha comisión deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la propuesta de curva de potencia firme en el plazo máximo de diez días desde la recepción de la propuesta de curva de potencia firme elaborada por el operador del sistema a la que se refiere el apartado quinto.

Artículo 10. *Coeficientes de firmeza.*

1. Con carácter previo a la aprobación de la resolución por la que se convoque una subasta de capacidad, y a solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, el operador del sistema remitirá a ese órgano directivo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informe proponiendo las condiciones técnicas necesarias para la participación en dichas subastas. Dichas condiciones técnicas incluirán, entre otros aspectos, los coeficientes de firmeza correspondientes a cada tecnología de referencia; la curva de potencia firme a la que se refiere el artículo 9; y los coeficientes de flexibilidad por tecnología de referencia.

2. Solo podrán participar en el mercado de capacidad aquellas tecnologías de referencia para las que se haya definido previamente su correspondiente coeficiente de firmeza.

3. Para la determinación de los coeficientes de firmeza por tecnología de referencia se podrán tener en cuenta los elementos intrínsecos y extrínsecos de cada tecnología, el desempeño pasado de las diferentes tecnologías en su capacidad para aportar firmeza al sistema eléctrico o, en su caso, la capacidad futura de dichas tecnologías para aportar dicha fiabilidad en función de criterios climatológicos o condiciones de recurso hidráulico, entre otros.

El procedimiento de operación del servicio de capacidad definirá la metodología para el cálculo de los coeficientes de firmeza por tecnología de referencia.

4. La fijación de los coeficientes de firmeza se realizará en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la competencia, de acuerdo con lo previsto en el apartado 4 del artículo 25 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019.

Dicha Comisión deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la propuesta de coeficientes de firmeza en el plazo máximo de diez días desde la recepción del informe del operador del sistema sobre las condiciones técnicas necesarias para la participación en las subastas a las que se refiere el apartado primero. Asimismo, y dentro del mismo plazo, deberá remitir a esa Dirección General una propuesta de condiciones técnicas para la convocatoria de subasta, que contendrá, al menos, los periodos de prestación de servicio por tecnología de referencia, precio inferior de reserva, los valores unitarios de inversión por tecnología de referencia y el umbral de nueva inversión de hibridación.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Sección 2.ª Requisitos de participación en las subastas de capacidad

Artículo 11. *Requisitos que deben acreditar los participantes en el mercado de capacidad.*

Los sujetos del sistema eléctrico a los que se refiere el artículo 2.1 que soliciten ser habilitados para la participación en las subastas de capacidad que se celebren, deben reunir los siguientes requisitos relativos a las condiciones legales, técnicas y económicas del titular y a las características de cada instalación:

a) Cumplir con los requisitos establecidos en la normativa de aplicación para la consideración de instalación de alguna de las modalidades definidas en el artículo 2.1.

b) Los titulares de instalaciones pertenecientes a la modalidad definida en el artículo 2.1.c) deben ser consumidores que contraten su energía en el mercado de producción, directamente o a través de un comercializador, y que dispongan de contrato de acceso de terceros a la red conforme a la normativa de aplicación. Cuando estas instalaciones de consumo tengan asociadas instalaciones de producción que cobren el Régimen Retributivo Específico, deberán contar con equipos de medida separada que permitan conocer el consumo asociado a dichas instalaciones.

c) Acreditar, en el caso de titulares de instalaciones existentes de la modalidad definida en el artículo 2.1.a), que la instalación cumple con un límite máximo de emisiones de 550 gr de CO2 procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad, calculado sobre la base de la eficiencia del diseño de la unidad de generación, esto es, la eficiencia neta a capacidad nominal conforme a las normas previstas por la Organización Internacional de Normalización.

En el caso de las instalaciones de cogeneración, se tendrán en cuenta únicamente las emisiones asociadas a la producción de electricidad. Para calcular dichas emisiones se empleará el rendimiento eléctrico equivalente de dichas instalaciones de conformidad con lo establecido en el anexo XIV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En el caso de las agregaciones de los sujetos definidos en el artículo 2.1.e) que se encuentren constituidas por instalaciones de producción y almacenamiento existentes, el procedimiento de operación del mercado de capacidad definirá los correspondientes límites máximos de emisiones que deberán acreditar.

d) En el caso de instalaciones existentes de la modalidad definida en el artículo 2.1.a), pertenecer a una tecnología de referencia con un coeficiente de flexibilidad que se encuentre por encima del umbral de flexibilidad que se determine en la resolución de la convocatoria de la subasta.

e) En el caso de las agregaciones de los sujetos definidos en el artículo 2.1.e) que se encuentren constituidas por instalaciones de producción y almacenamiento existentes, únicamente podrán integrarlas instalaciones que pertenezcan a una tecnología de referencia con un coeficiente de flexibilidad que se encuentre por encima del umbral de flexibilidad que se determine en la resolución de la convocatoria de la subasta.

f) Que, en todo caso, y con independencia del tipo de instalación, estas se encuentren ubicadas en el sistema eléctrico peninsular español, salvo lo dispuesto en la disposición adicional primera.

g) Que, en todo caso, y con independencia del tipo de instalación, estas dispongan de los correspondientes permisos de acceso y conexión a la red.

h) En el caso de subastas de capacidad principal, de conformidad con el artículo 7.1.a), y cuando se trate de nuevas inversiones, estas solo pueden corresponder con tecnologías renovables, almacenamiento o demanda.

i) Que no perciban ninguna retribución adicional en concepto de mecanismo de capacidad, incluidos los pagos por capacidad regulados en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Aquellas instalaciones que soliciten la habilitación para participar en las subastas de capacidad que se celebren, y que perciban algún pago por capacidad de conformidad con lo previsto en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, en la fecha de inicio del periodo de prestación del servicio, deberán solicitar la renuncia a dicho pago por capacidad con anterioridad a dicha habilitación. A tal fin, deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas y ante el operador del sistema su renuncia fehaciente en los términos y plazos que se establezcan en las Reglas de la Subasta.

La potencia firme asociada a las instalaciones para las que se haya presentado la renuncia de conformidad con el párrafo anterior se tendrá en cuenta a los efectos de desplazar la curva de potencia firme requerida en una cantidad equivalente a dicha potencia firme.

j) Que no perciban ninguna retribución en concepto de servicio de capacidad, por la misma potencia firme ofertada, y cuyo periodo de prestación del servicio sea el mismo.

k) Que las instalaciones de producción no tengan reconocido, ni total ni parcialmente, un marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

l) En el caso de que las instalaciones de producción o almacenamiento sean beneficiarias de alguna modalidad de ayuda pública, dichas instalaciones únicamente podrán participar en el mercado de capacidad cuando hayan incorporado íntegramente las ayudas percibidas en todas las ofertas presentadas en nuevos mercados o mecanismos, tales como los mecanismos de capacidad.

m) Que no perciban ninguna retribución, por la misma potencia firme ofertada, y periodo de prestación del servicio, en concepto de producto específico de balance, de conformidad con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/2795 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

n) Que las instalaciones de los sujetos definidos en los artículos 2.1.a), 2.1.b) y 2.1.c), cuenten con una potencia firme mayor o igual de 1 MW en los periodos de prestación del servicio.

o) Que las agregaciones de los sujetos definidos en los artículos 2.1.d) y 2.1.e) cuenten con una potencia firme mayor o igual de 1 MW en los periodos de prestación del servicio.

p) Que las instalaciones que forman parte de las agregaciones de los sujetos definidos en los artículos 2.1.d) y 2.1.e) cuenten con una potencia firme individual menor de 1 MW.

q) Acreditar los requisitos técnicos y operativos que, en su caso, se recojan en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

r) No tener deudas pendientes contraídas en el marco de la prestación del servicio de capacidad en los dos años naturales anteriores al de la solicitud o en las liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema que gestiona el operador del sistema o correspondientes al coste de subastas anteriores.

s) No estar sujetos a una orden de recuperación pendiente como consecuencia de una decisión de la Comisión que haya declarado una ayuda ilegal e incompatible con el mercado interior. Asimismo, no deberán tener la consideración de empresas en dificultades, de conformidad con las Directrices de la Comisión sobre ayudas estatales de salvamento y reestructuración de empresas no financieras en crisis.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Sección 3.ª Procedimiento de subasta

Artículo 12. *Resolución de convocatoria de la subasta.*

1. La resolución de convocatoria de las subastas definirá, al menos, los siguientes aspectos:

a) La fecha de celebración de la subasta y su calendario.
b) La curva de potencia firme requerida, incluyendo los pares de cantidad y precio previstos en el artículo 9, que podrá ser declarada confidencial.
c) En su caso, el cupo de potencia para la entrada de nueva inversión definido en el artículo 7, que podrá ser declarado confidencial.
d) Modalidad de subasta, de conformidad con el artículo 7.
e) La fecha de inicio del periodo de prestación del servicio.
f) Precio máximo de la curva de potencia firme requerida y, en su caso, el precio inferior de reserva, a los que se refiere el artículo 15.3, que podrán ser declarados confidenciales.
g) Coeficientes de firmeza para cada una de las tecnologías de referencia.
h) Umbral de flexibilidad.
i) Los periodos de prestación del servicio por tecnología de referencia, conforme a lo previsto en el artículo 7.
j) Las Reglas de la Subastas del Mercado de Capacidad a aplicar a la subasta.
k) El coste estimado, por €/MW firme adjudicado, que deberá pagar cada titular adjudicatario para hacer frente al coste de la subasta.
l) Valores unitarios de inversión por tecnología de referencia.
m) Umbral de nueva inversión de hibridación.
n) En su caso, los porcentajes a los que se refiere el apartado 8 del artículo 15.

2. Las especificaciones de detalle y formularios a cumplimentar para participar en la subasta y la información y documentos a incluir en la solicitud de participación en la subasta serán publicados por el operador del sistema.

Artículo 13. *Proceso de habilitación para la participación en la subasta.*

1. El proceso de habilitación para la participación en la subasta atenderá a lo siguiente:

a) El titular de la instalación o de la agregación, o en su defecto, su representante legal, debe presentar al operador del sistema la solicitud de participación en la subasta de capacidad a través de los medios establecidos para ello, y de acuerdo con el modelo de solicitud publicado en la página web del operador del sistema. Esta solicitud detallará la instalación o agregación, para la que participará en la subasta, permitiendo la identificación inequívoca de la misma.

La solicitud debe ir acompañada de la documentación acreditativa de los requisitos necesarios para participar en la subasta, según se estipula en el artículo 11. La forma de acreditar la documentación a la que se refiere dicho artículo será mediante declaración responsable, sin perjuicio de que puedan establecerse aspectos de mayor detalle tanto en el procedimiento de operación del mercado de capacidad como en las Reglas de la Subasta correspondiente.

Los titulares de instalaciones pertenecientes a la modalidad definida en el artículo 2.1.c) y 2.1.d) que participen en subastas de capacidad principal deberán indicar en su solicitud de participación el periodo de prestación del servicio que les resultará de aplicación, siempre dentro de la horquilla temporal definida en el ordinal 3.º de la letra a) del apartado 1 del artículo 7.

b) En la solicitud se declarará el número de bloques de oferta de 1 MW de potencia firme mínima, con los que el participante en el mercado de capacidad participará en la

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

subasta. Los bloques de oferta se agruparán por instalación de las contempladas en el artículo 2.1.

Asimismo, para la determinación de la potencia firme se tendrá en cuenta los coeficientes de firmeza previamente determinados en la convocatoria de la subasta de capacidad.

c) La solicitud de habilitación deberá realizarse de acuerdo con los plazos que se establezcan para cada subasta. En todo caso, el periodo de presentación de solicitudes tendrá una duración mínima de un mes y la fecha límite de presentación de dicha solicitud se fijará, como mínimo, seis semanas antes de la celebración de la subasta.

d) El operador del sistema, a la vista de la información presentada, habilitará a los participantes en el mercado de capacidad que acrediten el cumplimiento de los requisitos de acuerdo con lo previsto en el presente artículo, comunicando a la Dirección General de Política Energética y Minas, en un plazo máximo de cuatro semanas tras la fecha límite de presentación de solicitudes, la información de los participantes que resulten habilitados.

e) En caso de que el operador del sistema considere que un sujeto del sistema eléctrico de los previstos en el artículo 2.1 no ha justificado el cumplimiento de los criterios previstos en el artículo 11, pondrá este hecho de manifiesto en la comunicación a la que se refiere el punto anterior.

f) Asimismo, de acuerdo con los plazos que se establezcan para la subasta y en un plazo máximo de cuatro semanas tras la fecha límite de presentación de solicitudes, el operador del sistema debe comunicar al participante del estado de su solicitud de habilitación para participación en la subasta, informando de manera motivada y transparente.

g) En caso de discrepancia se estará a lo dispuesto en el párrafo 2.º del artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Aquellas instalaciones que realizando autoconsumo se encuentren acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes podrán habilitarse para participar en la subasta en las modalidades recogidas en los apartados a) y c) del artículo 2.1 de manera independiente o solo por una de ellas.

Artículo 14. *Adhesión al marco normativo de los titulares de instalaciones habilitados para participar en la subasta.*

Una vez obtenida la habilitación emitida por el operador del sistema, el titular de la instalación o de la agregación, o su representante legal, debe adherirse formalmente al marco normativo establecido para la participación en la subasta. El plazo para esta adhesión se recogerá en las correspondientes Reglas de la Subasta del Mercado de Capacidad.

La adhesión formal al marco normativo establecido para la subasta implica la adhesión al contenido de esta orden ministerial, así como al procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad, a las condiciones del servicio, y la obligación de prestar el mismo, en caso de resultar adjudicatario, salvo lo previsto para la inhabilitación del servicio y para el desistimiento en los artículos 28 y 29, respectivamente.

En todo caso, debe respetarse lo dispuesto para la subasta en las correspondientes Reglas de la Subastas del Mercado de Capacidad.

Artículo 15. *Desarrollo del procedimiento de subasta.*

1. El proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta a sobre cerrado, conforme a un mecanismo de pago según oferta.

2. La oferta económica se expresará en euros/MW firme y año, sin decimales. En las subastas de capacidad principal se asignará el mismo valor de la oferta económica para todos los años del periodo de prestación del servicio.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

3. En la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta podrá fijarse un precio máximo de la curva de potencia firme requerida, que podrá tener carácter confidencial, expresado en euros/MW firme, sin decimales, y que será un valor fijo.

Adicionalmente, para el caso de la modalidad de subastas de capacidad principal y para las instalaciones existentes, a excepción de las instalaciones de demanda, se podrá establecer un precio límite, inferior al precio máximo de la curva de potencia firme requerida, denominado precio inferior de reserva, que tendrá carácter confidencial, expresado en euros/MW firme, sin decimales.

No obstante lo anterior, aquellas instalaciones existentes de los sujetos definidos en los artículos 2.1.a) y 2.1.b) que prevean acometer nuevas inversiones podrán solicitar la no aplicación del precio inferior de reserva anterior mediante la aportación de la información acreditativa necesaria que justifique su petición. La anterior documentación formará parte de la solicitud de participación en la subasta de capacidad prevista en el artículo 13. Recabada dicha información, el operador del sistema dará cuenta de ella a la Dirección General de Política Energética y Minas quien determinará si, a la vista de la información recibida y de los valores unitarios de inversión por tecnología de referencia que, a tal efecto, se establezcan en la convocatoria de la subasta, resulta adecuada su aplicación o, por el contrario, procede su no aplicación. La referida Dirección General informará al operador del sistema del resultado de este análisis para tenerlo en cuenta en el procedimiento de habilitación y comunicación a los participantes en el mercado de capacidad de conformidad con los plazos previstos en esta norma.

Asimismo, las instalaciones hibridadas en las que uno de los módulos sea existente y otro sea de nueva inversión se verán afectadas, con carácter general, por el precio inferior de reserva anterior para el conjunto de la instalación. No obstante lo anterior, cuando el cociente entre el valor de la nueva inversión y el valor de la instalación existente supere el umbral de nueva inversión de hibridación establecido en la convocatoria de la subasta, el precio inferior de reserva no resultará de aplicación al conjunto de la instalación hibridada.

A los efectos anteriores, el valor de nueva inversión y el valor de instalación existente se determinarán como el producto de los valores unitarios de inversión por tecnología de referencia por la potencia firme correspondiente en cada caso. Los valores unitarios de inversión por tecnología de referencia se fijarán en la resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta.

El operador del sistema será el encargado de realizar la comparación entre el cociente entre el valor de la nueva inversión y el valor de la instalación existente y el umbral de nueva inversión de hibridación, teniendo en cuenta el resultado en el procedimiento de habilitación y comunicación a los participantes en el mercado de capacidad.

En todo caso, la resolución por la que se resuelva la subasta de capacidad incluirá una relación de las instalaciones existentes que han solicitado la no aplicación del precio inferior de reserva y cuya solicitud no haya sido estimada, de conformidad con lo dispuesto en el presente apartado.

4. Los bloques de oferta tendrán un tamaño mínimo de 1 MW de potencia firme por instalación. A tal fin, en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad se establecerá el procedimiento para determinar la potencia firme asociada a dichas instalaciones, en función de los coeficientes de firmeza asociados a cada tecnología de referencia. Asimismo, se podrá establecer un número máximo de bloques de oferta en las Reglas de la Subasta.

5. La selección de las ofertas para cada bloque se realizará basándose, de forma general, en la siguiente metodología:

a) Las ofertas consideradas serán ordenadas de menor a mayor valor de la oferta económica.

b) Se seleccionarán las ofertas empezando por la oferta de menor valor económico hasta alcanzar el punto de corte con la curva de potencia firme requerida definida en la

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

convocatoria de la subasta, no resultando seleccionada la última oferta cuya inclusión haga que se supere dicho punto de intersección.

En dicho proceso se descartarán aquellas ofertas correspondientes a instalaciones para las que se ha solicitado la asignación al cupo de potencia establecido para entrada de nueva inversión que hagan que se supere el valor de dicho cupo.

c) Las ofertas así seleccionadas serán consideradas como adjudicatarias, siempre que no excedan el precio máximo y el precio inferior de reserva, según sea de aplicación.

6. En el caso de ofertas del mismo valor cuya adjudicación conjunta supere el cupo de la subasta o el cupo de potencia establecido para la entrada de nueva inversión definido en el artículo 7, se seguirá lo dispuesto en las Reglas de la Subasta del Mercado de Capacidad.

7. Una vez finalizada la presentación de las ofertas y realizada la subasta conforme a las Reglas de la Subasta establecidas, la entidad administradora de la subasta –Red Eléctrica de España, SA– procederá a determinar el resultado de la subasta, según lo establecido en este artículo, y a comunicar los resultados a la entidad supervisora de la subasta –la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia– y a la Secretaría de Estado de Energía.

8. Con el fin de garantizar la efectiva competencia en las distintas modalidades de subasta previstas en esta orden, se podrá establecer un porcentaje mínimo de volumen de ofertas recibidas respecto de la potencia firme contratada mediante el procedimiento de subasta correspondiente. En el caso de no satisfacerse esta relación, se podrá reducir el volumen de potencia firme adjudicado hasta el valor necesario para que el porcentaje mínimo se satisfaga.

Asimismo, se podrá establecer un porcentaje máximo del volumen de potencia firme adjudicada a una misma empresa o grupo empresarial en relación con el volumen de potencia firme adjudicada total.

La fijación, en su caso, de ambos porcentajes se fijará en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta y se tendrá en cuenta en las Reglas de la Subasta del mercado de capacidad.

9. La entidad supervisora de la subasta deberá validar el resultado de la misma y el procedimiento seguido en la subasta. A estos efectos, remitirá un informe a la Secretaría de Estado de Energía y a la entidad administradora de la subasta.

10. En el caso de que la subasta sea declarada no válida por la entidad supervisora, el procedimiento de subasta quedará sin efectos por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía.

11. Una vez declarada válida la subasta por parte de la entidad supervisora de la subasta, la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, a partir de los resultados de la subasta remitidos por la entidad administradora y del informe de la entidad supervisora, dictará resolución por la que se resuelve la subasta, que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

12. El precio de adjudicación y la potencia firme adjudicada no serán objeto de actualización.

13. El coste de la subasta será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios en función de la cantidad de potencia firme adjudicada. Dicho coste será expresado en €/MW firme adjudicado, y aprobado por la resolución por la que se resuelve la subasta.

14. Tras la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución por la que se resuelve la subasta, la entidad administradora de la subasta gestionará la liquidación del coste de la subasta a los que resulten adjudicatarios, con carácter previo a su habilitación como proveedores del servicio.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Artículo 16. *Resultado de la subasta.*

1. Como resultado de la subasta se obtendrá la potencia adjudicada a cada participante, así como el precio de adjudicación para cada bloque de oferta que haya resultado asignado, que corresponderá con su oferta económica.

2. El resultado de la subasta será público, siendo la entidad administradora de la subasta responsable de su difusión, tras la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución por la que se resuelve la subasta de capacidad, según lo previsto en el apartado anterior.

Artículo 17. *Entidad administradora de la subasta.*

La entidad administradora de la subasta será Red Eléctrica de España, SA.

Artículo 18. *Entidad supervisora de la subasta.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta, a efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma.

Artículo 19. *Habilitación como sujeto proveedor del servicio de capacidad.*

1. Una vez publicada la resolución por la que se resuelve la subasta de capacidad, los participantes en el mercado de capacidad que hayan resultado adjudicatarios de la subasta de capacidad podrán solicitar al operador del sistema la habilitación como sujeto proveedor del servicio de capacidad.

En el caso de instalaciones hibridadas que hayan resultado adjudicatarias, durante el proceso de habilitación se asignarán los bloques de oferta que hayan resultado casados a cada uno de los módulos hibridados, de tal forma que los derechos y obligaciones que derivan de esta normativa de aplicación puedan atribuirse individualmente a dichos módulos. Los participantes en el mercado de capacidad que hayan resultado adjudicatarios podrán decidir el reparto de los bloques de oferta asignados entre cada uno de los módulos hibridados.

2. En el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad se definirán los plazos, términos y condiciones en que se llevará a cabo dicha habilitación, y en los que se incluirán los requisitos correspondientes a la prestación de las garantías económicas asociadas tanto al periodo comprendido entre la celebración de la subasta y el periodo de prestación del servicio de capacidad como aquellas asociadas al propio periodo de prestación del servicio.

3. En todo caso, antes de la habilitación como sujeto proveedor del servicio de capacidad se llevará a término el análisis de la documentación aportada por el sujeto para acreditar la declaración responsable requerida durante proceso de habilitación para la participación en la subasta, de acuerdo con lo previsto en el artículo 13. La inexactitud, falsedad u omisión, de carácter esencial, de cualquier dato o información que se haya incorporado a la declaración responsable, o la no presentación de la documentación que sea en su caso requerida para acreditar el cumplimiento de lo declarado, determinará la imposibilidad de ser habilitado como proveedor del servicio de capacidad.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Sección 4.ª Retribución, liquidación y cesión de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad

Artículo 20. *Retribución y liquidación del servicio de capacidad a los proveedores del servicio de capacidad.*

1. El titular de la instalación proveedora del servicio de capacidad o los sujetos a los que se refieren los artículos 2.1.d) y 2.1.e), tendrán derecho a percibir, a partir de la fecha de inicio del periodo de prestación del servicio, una retribución mensual fija correspondiente a una doceava parte de la cantidad resultante de multiplicar el volumen de potencia firme expresado en MW firmes y adjudicado en la subasta, por el precio de adjudicación de la misma en euros/MW firme y año, según la fórmula siguiente:

Retribución mensual fija = (1/12) *Psub* Precio

Donde:

Psub: Potencia firme asignada en la subasta de capacidad (MW).
Precio: Precio de adjudicación en la subasta (€/MW firme y año) conforme a los artículos anteriores.

2. Corresponde al operador del sistema la liquidación del servicio de capacidad a los proveedores del mismo, que se realiza de forma mensual e incorpora:

a) La retribución del servicio a los proveedores adjudicatarios de la subasta, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1.
b) En su caso, las obligaciones de pago derivadas del incumplimiento de los requisitos, de acuerdo con lo establecido en esta orden.

3. La liquidación del servicio se facturará cada mes a un único titular, que será aquel que figure ante el operador del sistema como titular el último día del mes objeto de liquidación.
4. La liquidación de las obligaciones de pago tiene carácter anual y se facturará cada año a un único titular, que será aquel que figure ante el operador del sistema como titular el último día del año objeto de liquidación.
5. El procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad establecerá los términos y condiciones para la liquidación del servicio y para la cancelación y la ejecución de las garantías vinculadas a la acreditación del cumplimiento del servicio.

Artículo 21. *Cesión y traspaso de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad.*

1. Los proveedores del servicio de capacidad podrán ceder o traspasar los derechos y las obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad, debiendo cumplir para ello lo establecido en este artículo y en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.
2. Los sujetos del sistema eléctrico que sean titulares de alguna de las instalaciones a que se hacen referencia en el artículo 2.1 que adquieran dichos derechos y obligaciones deberán acreditar, con carácter previo a dicha adquisición, ante el operador del sistema el cumplimiento de los requisitos exigibles, en particular los contemplados en el artículo 11 de esta orden, como condición previa para asumir los compromisos asociados a la prestación del servicio de capacidad por la potencia firme adquirida.
En ningún caso la cesión o traspaso podrá suponer una reducción de la potencia firme asignada.
3. Dicha cesión o traspaso no será efectiva hasta que el operador del sistema no haya acreditado el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta orden y en el

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

procedimiento de operación y no haya dado su conformidad para llevar a efecto dicha operación.

4. El traspaso de los derechos y obligaciones de un proveedor del servicio de capacidad implica el cambio de titularidad de la instalación y, en consecuencia, la transferencia de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad al nuevo titular. Será al nuevo titular al que se liquidarán y emitirán todas las facturas por los derechos de cobro y las obligaciones de pago relativas al incumplimiento de los compromisos asociados a la prestación del servicio de capacidad y del régimen de pruebas.

5. La cesión de los derechos y obligaciones de un proveedor del servicio de capacidad implica su transferencia a una o varias instalaciones o agregaciones distintas, siempre que se cumplan los requisitos establecidos en el apartado 6 del presente artículo y en el procedimiento de operación que desarrolle el mercado de capacidad. Será el nuevo titular quien asuma los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivadas del incumplimiento de los compromisos vinculados a la prestación del servicio de capacidad y del régimen de pruebas.

6. Un proveedor del servicio de capacidad podrá solicitar la cesión de los derechos y obligaciones del servicio de capacidad de su instalación a otra u otras instalaciones proveedoras siempre y cuando:

a) En el caso de que las instalaciones o agregaciones de los proveedores a los que se desee ceder los derechos y obligaciones del servicio de capacidad se encuentren en servicio, cuando se encuentren habilitadas para la prestación del servicio de capacidad.

b) En el resto de casos, habrán de cumplir con los requisitos recogidos en el artículo 11 de esta orden, y sus titulares, o los representantes de los mismos, habrán de adherirse al marco legal asociado a la prestación del mercado de capacidad, y cumplir con lo recogido en el procedimiento de operación que desarrolle esta orden.

c) Exista acuerdo entre el proveedor de origen y los proveedores de destino respecto al valor de potencia transferida, debiendo mantenerse, entre todos los proveedores de destino, el valor total de la potencia firme cedida, y la fecha de la cesión.

d) El cedente transfiere el derecho por la totalidad de la potencia firme que tenga adjudicada para al menos un año natural completo, y siempre en periodos que cubran años naturales completos.

e) Solo pueden cederse derechos por periodos mayores a un año a instalaciones o agregaciones cuyo periodo de prestación permita cubrir la prestación de dicho derecho. El periodo de prestación que se considerará para las instalaciones/agregaciones cesionarias será el que corresponda con el publicado para su tecnología en la última resolución por la que se haya convocado una subasta relativa al mercado de capacidad.

Dicha cesión o traspaso deberá ser solicitada al operador del sistema, a través de la web habilitada al efecto con una antelación mínima de dos meses previa al comienzo del primer año natural objeto de la cesión o del inicio del periodo de prestación para el caso del traspaso.

7. El operador del sistema dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas de cualquier cesión o traspaso que se realice.

8. La cesión o traspaso de los derechos y obligaciones relativos al servicio de capacidad no supondrá la imposibilidad de participar en las sucesivas subastas que se convoquen en el marco de este mercado de capacidad.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

CAPÍTULO IV

Prestación del servicio de capacidad

Artículo 22. *Obligaciones relativas al servicio de capacidad.*

1. Los proveedores del servicio de capacidad deberán cumplir con las obligaciones que se establecen en esta orden.

2. En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en los apartados a) y b) del artículo 2.1, los sujetos del sistema eléctrico titulares de las instalaciones tendrán que garantizar su disponibilidad, durante el periodo de prestación del servicio de capacidad, en las horas de estrés del sistema del sistema eléctrico peninsular que se definan. En particular, deberán mantener en el conjunto de las horas de estrés, a lo largo del período de entrega, un nivel de disponibilidad que dependerá de la potencia firme adjudicada, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en el apartado c) del artículo 2.1, los sujetos del sistema eléctrico titulares de las instalaciones tendrán que garantizar su disponibilidad, durante el periodo de prestación del servicio de capacidad, en las horas de estrés del sistema eléctrico peninsular que se definan.

En el caso de las agregaciones de los sujetos definidos en el artículo 2.1.e), estas deberán garantizar su disponibilidad en las condiciones que se detallen el procedimiento de operación del mercado de capacidad, además de cumplir con lo dispuesto en esta orden.

3. En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en los apartados c) y d) del artículo 2.1, estas tendrán que atender la solicitud de activación realizada por el operador del sistema, durante el periodo de prestación del servicio, y por una cantidad de potencia que podrá ser, como máximo, igual a la potencia firme adjudicada en las subastas de capacidad, en las horas de estrés del sistema eléctrico peninsular que se hayan definido. Los criterios que harán desencadenar la activación del servicio para estos proveedores del servicio de capacidad, el intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema, así como cualquier otro aspecto que se requiera, se definirán en el procedimiento de operación del servicio de capacidad. Asimismo, la activación del servicio podrá ser realizada por el operador del sistema mediante el establecimiento de turnos rotatorios entre los proveedores del servicio de capacidad asociados a instalaciones de demanda.

En todo caso, el operador del sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las condiciones particulares de operación que han requerido la activación de este servicio durante el mes anterior y la información sobre el cumplimiento de la activación del servicio, así como el resto de información relevante en relación con el seguimiento de dicho servicio de capacidad.

4. Las horas de estrés del sistema serán fijadas por parte del operador del sistema, y no podrán suponer más de un 10 % de las horas de un año natural. En todo caso serán conocidas por los proveedores del servicio de capacidad antes del inicio de cada año perteneciente al periodo de prestación del servicio.

5. En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en los apartados a) y b) del artículo 2.1, los sujetos del sistema eléctrico titulares de dichas instalaciones en ningún caso podrán participar en el servicio de capacidad por una potencia firme superior a la capacidad de acceso de dicha instalación.

6. En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en el apartado c) del artículo 2.1, los sujetos del sistema eléctrico titulares de dichas instalaciones en ningún caso podrán participar en el servicio de capacidad por una potencia firme superior a la menor potencia contratada por dicha instalación.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

7. En el caso de los sujetos a los que se hacen referencia en el apartado d) y e) del artículo 2.1:

a) En el caso de los sujetos a los que se hacen referencia en el apartado d), en ningún caso podrán participar en el servicio de capacidad por una potencia firme superior a la menor potencia contratada por el conjunto de instalaciones.

b) Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 19, los sujetos definidos en los artículos 2.1.d) y 2.1.e) que hayan resultado adjudicatarios en una subasta de capacidad principal y se encuentren habilitados para la prestación del servicio de capacidad, habrán de identificar las instalaciones que integren las respectivas agregaciones, no pudiendo contener ninguna instalación que preste el servicio a título individual para un mismo periodo de prestación o parcialmente coincidente. Esta información deberá ser remitida al operador del sistema por los medios, formatos y plazos que este disponga a tal efecto.

La fecha límite para detallar las instalaciones que participarán en la prestación del servicio de capacidad en cada año del periodo de prestación será doce meses antes del inicio del correspondiente periodo.

El incumplimiento del envío de la citada información por los medios, formato o plazos indicados por el operador del sistema comportará la consideración del sujeto como no disponible para la prestación del servicio de capacidad durante los años en cuestión, con los efectos que de ello se deriven, así como que la firmeza adjudicada al mismo para dichos años sea nuevamente ofertada en las subastas de ajuste correspondientes.

8. En el caso de instalaciones hibridadas, en función de la configuración de los módulos hibridados y del tipo de obligación concreta relativa al servicio de capacidad, podrá requerirse la necesidad de contar con equipos de medida dedicados para cada uno de los módulos hibridados. El procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad concretará para cada configuración de los módulos hibridados, la necesidad o no de contar con dichos equipos de medida dedicados.

Artículo 23. *Obligaciones complementarias para la efectiva prestación del servicio de capacidad.*

1. Los proveedores del servicio de capacidad deben cumplir las siguientes obligaciones para cada periodo de prestación del servicio:

a) En relación con las indisponibilidades programadas de las instalaciones proveedoras del servicio de capacidad, para las instalaciones de la modalidad definida en el artículo 2.1.a) y 2.1.b) el proveedor del servicio debe comunicar al operador del sistema los periodos de indisponibilidad programada previstos de acuerdo con los procedimientos de operación vigentes. El operador del sistema analizará la compatibilidad de las indisponibilidades programadas con la seguridad de suministro.

Los proveedores del servicio de cualquiera de las categorías definidas en el artículo 2.1, son responsables de que sus indisponibilidades, programadas y sobrevenidas, no les impidan cumplir con sus obligaciones relativas al servicio de capacidad durante las horas de estrés.

b) El proveedor del servicio de capacidad debe comunicar al operador del sistema la previsión y la existencia de indisponibilidades sobrevenidas, tan pronto estas se identifiquen, o bien se produzcan de acuerdo a lo dispuesto en el correspondiente procedimiento de operación.

c) Las instalaciones proveedoras del servicio de capacidad deberán formar parte de unidades de programación habilitadas en los servicios de balance estándar de activación manual, conforme a los plazos que se determine en el procedimiento de operación.

2. El procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad podrá establecer otras obligaciones complementarias adicionales a las previstas en esta orden.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Artículo 24. *Verificación de la prestación del servicio.*

1. El operador del sistema llevará a cabo la verificación de la prestación del servicio por parte de los proveedores del servicio de capacidad.

2. La verificación de la disponibilidad en cada situación de estrés del sistema de la capacidad adjudicada en la subasta se efectuará de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

3. El operador del sistema verificará también el cumplimiento de los restantes requisitos y obligaciones establecidos en el procedimiento de operación.

4. El operador del sistema podrá realizar pruebas al menos una vez al año para comprobar la disponibilidad de la potencia firme a las instalaciones que cumplan los criterios que establezca el procedimiento de operación del servicio de capacidad.

Las pruebas se realizarán antes de finalizar el año natural, siempre dentro de los periodos de horas de estrés definidos por el operador del sistema para cada periodo de entrega.

En caso de no superación de alguna prueba, se realizarán pruebas sucesivas hasta un máximo de tres, con los siguientes efectos, de acuerdo con lo previsto en los artículos 27 y 28:

– Tras la realización de la primera prueba con resultado no satisfactorio, supondrá la pérdida de una retribución mensual con un incremento de un 20 %.

– Tras la realización de la segunda prueba con resultado no satisfactorio, supondrá la pérdida de la retribución correspondiente a un trimestre, con un incremento de un 20 %.

– La realización de la tercera prueba con resultado no satisfactorio dará lugar a la pérdida de la retribución anual del servicio, con un incremento del 20 %, y la inhabilitación de la instalación para la prestación del servicio de capacidad.

Los efectos anteriores no serán acumulativos.

5. Las facultades para llevar a cabo la verificación de los requisitos de prestación del servicio de capacidad son ejercidas por el operador del sistema sin perjuicio de las competencias de supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia previstas en esta orden.

En caso de discrepancias debe estarse a lo dispuesto en el párrafo 2.º del artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CAPÍTULO V

Régimen de inspección e incumplimientos

Artículo 25. *Régimen de inspección.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia inspeccionará, de conformidad con sus competencias, las condiciones de prestación de este servicio, la disponibilidad efectiva de las instalaciones proveedoras del servicio de capacidad y las liquidaciones realizadas por el operador del sistema correspondientes a la prestación del mismo.

2. En el caso de que se detecten irregularidades en las inspecciones realizadas, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá resolver sobre la procedencia de las mismas y, en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la presente orden, lo que determinará su incorporación a las liquidaciones que correspondan y la corrección, en su caso, de cualquier liquidación anterior por el mismo concepto que llevara a cabo el operador del sistema.

Artículo 26. *Obligaciones de información.*

1. Los proveedores del servicio de capacidad y el operador del sistema deben remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier información sobre

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

generación, consumos eléctricos, parámetros de las instalaciones de almacenamiento, facturación o condiciones vinculados a la prestación del servicio en la forma y plazos que esta requiera.

2. Los proveedores del servicio de capacidad remitirán al operador del sistema la información necesaria para poder efectuar la prestación, seguimiento, control, liquidación y facturación de este servicio. El operador del sistema asegurará el carácter confidencial de la información que tenga conocimiento en el desempeño de esta actividad.

3. La falta de remisión de la información solicitada en los apartados 1 y 2 será causa de inhabilitación para la prestación del servicio de capacidad, conforme a lo dispuesto en el artículo 28.

4. El operador del sistema remitirá un informe mensual a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el que conste el seguimiento del funcionamiento y aplicación del servicio de capacidad; las solicitudes de activación a que hace referencia el artículo 22.3 emitidas por el operador del sistema para cada mes, incluyendo la retribución asociada; y el cumplimiento de los proveedores del servicio de capacidad. El grado de detalle será a nivel de proveedor del servicio.

En el informe deben constar todos los datos identificativos del proveedor del servicio, entre los que se encuentran el titular de la instalación, su domicilio social, el correo electrónico y los datos comunicados para la notificación, así como la ubicación de la instalación. El detalle correspondiente para los sujetos de los apartados 2.1.d) y 2.1.e) podrá establecerse en el procedimiento de operación correspondiente.

La información a la que se refiere el presente apartado debe facilitarse en formato electrónico que posibilite el tratamiento de los datos en hojas de cálculo. No obstante, el operador del sistema debe atender las solicitudes de la Dirección General de Política Energética y Minas para presentar los informes anteriores en el formato que esta requiera.

5. El operador del sistema publicará la información sobre asignación y uso efectivo del servicio de capacidad que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

Artículo 27. *Obligaciones de pago por incumplimiento de los compromisos asociados a la prestación del servicio de capacidad y del régimen de pruebas.*

En caso de que los proveedores de capacidad no cumplan sus obligaciones de provisión de capacidad de acuerdo con lo establecido en esta orden y en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad, así como en caso de incumplimientos detectados en el esquema de pruebas que al que se refiere el artículo 24, deberán hacer frente a obligaciones de pago.

Estas obligaciones de naturaleza disuasoria podrán derivarse de incumplimientos de la disponibilidad de la potencia firme asignada; de incumplimiento de la activación del servicio; y de incumplimientos de la activación en pruebas del servicio.

a) El incumplimiento de la obligación de disponibilidad de la potencia firme asignada de acuerdo con los criterios de verificación del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la prestación del servicio de capacidad, establecidos en el procedimiento de operación, originará una obligación de pago, OPINCSCAP1, que se calculará según la fórmula siguiente:

$$OPINCSCAP1 = Pinc^* PrecioMS^* K1$$

Donde:

Pinc: Potencia incumplida en la subasta de capacidad (MW), calculada como:

$$Pinc = MIN (0, Pdisp – Psub)$$

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

En el caso de instalaciones de generación en las que la potencia firme no dependa de la disponibilidad de recurso de energía primaria y en el caso de instalaciones de almacenamiento, la potencia media disponible anual Pdisp será el valor de potencia media disponible anual en las horas de estrés, calculada empleando en cada hora el dato de indisponibilidad comunicada al operador del sistema y el valor de potencia neta de la instalación.

En el caso de instalaciones de generación en las que la potencia firme depende de la disponibilidad de recurso de energía primaria, incluyendo las instalaciones de almacenamiento sin posibilidad de carga de la red hibridadas con estas, y las instalaciones hibridas en las que la totalidad de los módulos que las componen dependan de la disponibilidad de recurso de energía primaria, la potencia media anual disponible, Pdisp, se calculará como la generación media medida en los períodos de estrés de la instalación en su conjunto.

En el caso de instalaciones híbridas que combinen módulos con distintas condiciones de verificación, la Pdisp será la suma de:

– La generación media medida en los períodos de estrés en los módulos cuya potencia firme dependa del recurso de energía primaria.

– La potencia media horaria disponible anual en las horas de estrés calculada empleando en cada hora el dato de indisponibilidad comunicada al operador del sistema y el valor de potencia neta de la instalación.

En el caso de instalaciones de demanda, incluidas las que formen parte de una agregación, la potencia media disponible anual, Pdisp será el consumo medio medido, elevado a barras de central, en las horas de estrés.

Finalmente, en todos los casos anteriores Psub se referirá a la potencia firme asignada a la instalación en la subasta de capacidad (MW).

PrecioMS: Precio medio de adjudicación en la subasta (€/MW firme y año).

K1: coeficiente de corrección por incumplimiento de la disponibilidad de potencia firme, que se fija en 1,2.

b) El incumplimiento de la activación del servicio, ya sea en condiciones reales o de prueba, por instalaciones de demanda, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación en relación con la prestación y verificación del servicio de capacidad, originará obligaciones de pago que se calcularán, respectivamente, en base a diferentes fórmulas en función de si se trata de la primera, segunda o tercera activación:

1.º En caso de incumplimiento de la primera activación del servicio, real o en pruebas, por instalaciones de demanda, se originará la obligación de pago OPINCSCAP2, que se calculará según la fórmula siguiente:

$$OPINCSCAP2 = -(1/12) * Psub * PrecioMS * K2$$

K2: coeficiente de corrección por incumplimiento de la activación, que se fija en 1,2.

2.º En caso de incumplimiento de la segunda activación del servicio, real o en pruebas, por instalaciones de demanda, se originará la obligación de pago OPINCSCAP3, que se calculará según la fórmula siguiente:

$$OPINCSCAP3 = -3 * (1/12) * Psub * PrecioMS * K2$$

K2: coeficiente de corrección por incumplimiento de la activación, que se fija en 1,2.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

3.º En caso de incumplimiento de la tercera activación del servicio, real o en pruebas, por instalaciones de demanda, se originará la obligación de pago OPINCSCAP4, que se calculará según la fórmula siguiente:

$$OPINCSCAP4 = -Psub * PrecioMS * K2$$

K2: coeficiente de corrección por incumplimiento de la activación, que se fija en 1,2.

Las obligaciones de pago por el incumplimiento de la activación del servicio, ya sea en condiciones reales o de prueba, por instalaciones de demanda no serán acumulativas, de modo que únicamente se exigirá la obligación de pago asociada al último incumplimiento en la activación del servicio.

c) El incumplimiento de la activación en pruebas del servicio para las instalaciones de generación térmica y almacenamiento conforme a lo establecido en el procedimiento de operación sobre las pruebas del servicio de capacidad previstas para dichas instalaciones, originará obligaciones de pago que se calcularán, respectivamente, en base a diferentes fórmulas en función de si se trata de la primera, segunda o tercera activación:

1.º En caso de incumplimiento de la primera activación del servicio, real o en pruebas, por instalaciones de generación térmica y almacenamiento, se originará la obligación de pago OPINCSCAP2, que se calculará según la fórmula siguiente:

$$OPINCSCAP2 = -(1/12) * Psub * PrecioMS * K2$$

K2: coeficiente de corrección por incumplimiento de la activación, que se fija en 1,2.

2.º En caso de incumplimiento de la segunda activación del servicio, real o en pruebas, por instalaciones de generación térmica y almacenamiento, se originará la obligación de pago OPINCSCAP3, que se calculará según la fórmula siguiente:

$$OPINCSCAP3 = -3 * (1/12) * Psub * PrecioMS * K2$$

K2: coeficiente de corrección por incumplimiento de la activación, que se fija en 1,2.

3.º En caso de incumplimiento de la tercera activación del servicio, real o en pruebas, por instalaciones de generación térmica y almacenamiento, se originará la obligación de pago OPINCSCAP4, que se calculará según la fórmula siguiente:

$$OPINCSCAP4 = -Psub * PrecioMS * K2$$

K2: coeficiente de corrección por incumplimiento de la activación, que se fija en 1,2.

Las obligaciones de pago por el incumplimiento de la activación en pruebas del servicio para las instalaciones de generación térmica y almacenamiento no serán acumulativas, de modo que únicamente se exigirá la obligación de pago asociada al último incumplimiento en la activación del servicio.

Artículo 28. *Inhabilitación para la prestación del servicio.*

1. Serán causas de inhabilitación para la prestación del servicio:

a) El incumplimiento de las obligaciones de información a las que se refieren los apartados 1 y 2 del artículo 26.

b) La no superación de la tercera activación a la que se refieren los apartados b) y c) del artículo 27.

c) El ocultamiento al operador del sistema de la indisponibilidad de una instalación proveedora del servicio.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

d) La ausencia o envío incorrecto de forma reiterada del desglose del programa de mercado al operador del sistema.

2. La inhabilitación para la prestación del servicio conllevará la pérdida de la retribución por la potencia asignada desde el momento de su inhabilitación y la ejecución de las garantías económicas presentadas para la habilitación como proveedor del servicio de capacidad.

3. El operador del sistema deberá comunicar la inhabilitación a los sujetos afectados y a la Dirección General de Política Energética y Minas. Asimismo, deberá constar de manera suficientemente motivada la causa de inhabilitación para la prestación del servicio y los requerimientos efectuados.

Artículo 29. *Desistimiento de la prestación del servicio.*

El desistimiento de la prestación del servicio conllevará la pérdida de la retribución, la ejecución de garantías, y la posible pérdida de la facultad para participar en las sucesivas subastas que se convoquen en el marco de este mercado de capacidad que se establezca en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

CAPÍTULO VI

Financiación del servicio de capacidad

Artículo 30. *Principios generales del mecanismo de financiación del servicio de capacidad.*

1. El coste anual derivado del servicio de capacidad será financiado por los comercializadores de energía eléctrica, incluidos los comercializadores de referencia para consumo interno español, así como por los consumidores directos en mercado, de conformidad con lo establecido en este capítulo, a través de los precios unitarios de aplicación para la financiación del mercado de capacidad.

2. El coste anual a financiar por los precios unitarios se corresponde con la retribución percibida por todos los proveedores del servicio de capacidad que resulten adjudicatarios de las subastas de capacidad celebradas, de conformidad con el artículo 20.

3. Los precios unitarios serán actualizados mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos para cada ejercicio. Esta actualización se realizará de manera que la recaudación prevista para este concepto en el ejercicio sea la necesaria y suficiente para cubrir el coste del mercado por capacidad en el mismo periodo.

Artículo 31. *Definición de la estructura de los precios unitarios.*

1. Los precios unitarios de aplicación para la financiación del mercado de capacidad se diferencian según segmentos tarifarios y periodos horarios y constan de un término de energía.

2. Los segmentos tarifarios coincidirán con los peajes de transporte y distribución definidos en el artículo 6.2 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

3. Los periodos horarios que corresponden a cada segmento tarifario son los definidos en el artículo 7 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, correspondiendo a cada segmento tarifario los mismos periodos horarios que los establecidos para su peaje de transporte y distribución respectivo.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Artículo 32. *Financiación y liquidación del servicio de capacidad.*

1. Para la liquidación de la financiación del servicio de capacidad se define un término de facturación por energía activa consumida, la cual se determinará de acuerdo con la fórmula que figura en el apartado siguiente.

2. Término de facturación por energía activa consumida, expresado en euros, será el sumatorio resultante de multiplicar el precio unitario de energía correspondiente a cada periodo horario, expresado en euros por kWh, por la energía consumida o, en su caso, estimada, en dicho periodo, expresada en kWh, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Tep * Ep$$

Donde:

FE: Término de facturación por energía activa consumida (€).

Tep: Precio unitario del periodo horario *p* (€/kWh), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 33.

Ep: Energía consumida o estimada en el período horario *p* (kWh), elevada a barras de central. Al objeto de elevar la energía consumida en barras de central serán de aplicación tanto las pérdidas que resulten de aplicar el artículo 11 de la Circular 3/2020, como las k calculadas por el operador del sistema en aplicación de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario al que corresponde el suministro.

3. Cuando el operador del sistema no disponga de la medida de energía consumidora, desagregada por segmento tarifario y periodo horario, necesaria para llevar a cabo la liquidación del coste del servicio de capacidad conforme a lo establecido en esta orden, se llevará a cabo una liquidación provisional a cuenta de la liquidación definitiva conforme a la mejor estimación de la medida de energía consumida por los sujetos obligados al coste de financiación del servicio. Los términos y condiciones de la liquidación conforme a estos criterios se establecerán en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

Artículo 33. *Cálculo de los precios unitarios de aplicación a la financiación del servicio de capacidad.*

1. La determinación del precio unitario en cada periodo horario tendrá en cuenta las siguientes etapas:

a) Para cada ejercicio, se partirá del coste previsto asociado al servicio de capacidad, *CTSC*, en euros.

b) Se determina un índice de cobertura para cada hora, IC_i. Este índice de cobertura se calcula para cada hora como el cociente entre la potencia firme total y la demanda horaria. Para la determinación de la demanda horaria se emplearán los valores correspondientes al último año móvil con cierre definitivo de medidas de demanda.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

c) El coste del servicio de capacidad para cada hora i, CSC_i, se determina del siguiente modo:

$$CSC_i = CTSC \times \frac{\frac{1}{(IC_i - 1)}}{\sum_{n=1}^{n=Ht} \frac{1}{(IC_n - 1)}}$$

Donde:

CSC_i = Coste del servicio de capacidad para cada hora *i*, expresado en euros.

CTSC = Coste total del servicio de capacidad, en euros.

IC_i = Índice de cobertura para cada hora *i*.

Ht = Número de horas totales entre las que se repartirá el coste total del servicio de capacidad que, con carácter general, serán igual a la suma de las horas del periodo horario P1 y P2 del segmento tarifario 2.0TD establecido en el artículo 7.3 de la Circular 3/2020, de 15 de enero. La orden mediante la cual se actualicen los periodos unitarios podrá fijar un valor diferente del número de horas totales consideradas para su determinación, de conformidad con la metodología establecida en esta orden.

d) Se realiza un reparto del coste del servicio de capacidad para cada hora, CSC_i, entre los distintos segmentos tarifarios en función del consumo horario de cada segmento tarifario, incrementadas con las pérdidas. De esta forma, se obtiene el término del coste del servicio de capacidad para cada hora *i* y segmento tarifario *t*, CSC_{ti}.

e) Se agrupan los valores asociados al coste del servicio de capacidad para cada hora por periodo horario, obteniendo un coste de servicio de capacidad por segmento tarifario y periodo horario, CSC_{tp}.

f) Se obtiene el precio unitario en cada periodo horario, *Tep*, como el cociente entre el coste del servicio de capacidad por segmento tarifario y periodo horario entre la energía suministrada en ese mismo espectro, elevada a barras de central.

2. El operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, dos meses antes de cada ejercicio, una estimación del coste total del servicio de capacidad, así como los valores horarios correspondientes al índice de cobertura horario, *ICi*, y los coeficientes de reparto entre segmentos horarios de conformidad con lo establecido en el apartado anterior.

Artículo 34. *Saldos correspondientes al servicio de capacidad.*

De conformidad con lo establecido en el artículo 2.1.i) del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, el saldo que pudiera resultar del procedimiento de liquidación establecido en esta orden se tendrá en cuenta como concepto en la determinación de los cargos del sistema eléctrico que se fijen anualmente.

Disposición adicional primera. *Participación transfronteriza de instalaciones pertenecientes a otras zonas de oferta.*

De conformidad con el artículo 26 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, las instalaciones pertenecientes a alguna de las categorías previstas en el artículo 2 ubicadas en zonas de oferta fronterizas con la zona de oferta española podrán participar en el mercado de capacidad regulado en esta orden ministerial cuando se hayan aprobado los acuerdos de coordinación entre los operadores del sistema pertenecientes a cada una de las zonas de oferta y las condiciones que permitan el cumplimiento de los requisitos y obligaciones previstos en esta orden ministerial.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

A tal fin, con efectos desde la entrada en vigor de esta orden ministerial, el operador del sistema iniciará las actuaciones que resulten oportunas para dar cumplimiento a la obligación de cálculo de la capacidad máxima de entrada prevista en la Decisión 36/2020 de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía sobre las especificaciones técnicas para la participación transfronteriza en mecanismos de capacidad.

Disposición adicional segunda. *Criterio medioambiental en la determinación de los adjudicatarios de las subastas de capacidad.*

1. Excepcionalmente, la resolución de convocatoria de las subastas de capacidad principal podrá incluir un umbral máximo de emisiones que no podrá ser superado por los adjudicatarios de las referidas subastas. A tal fin, para cada tecnología emisora de referencia podrán definirse niveles de emisiones de CO2 equivalente de tal forma que, en conjunto, el volumen de las emisiones de CO2 asociadas a las instalaciones adjudicatarias no supere el referido umbral.

A tal fin, en la selección de ofertas a que se hace referencia en el artículo 15, se descartarán aquellas ofertas correspondientes a las tecnologías emisoras de mayor precio que causen la superación del umbral máximo de emisiones.

2. En el caso de instalaciones hibridadas, el nivel de emisiones de CO2 equivalente se calculará como la media de la emisión de CO2 de cada módulo que participe en la subasta ponderada por la potencia firme de cada uno de ellos.

3. La aplicación de este criterio, así como la definición de las tecnologías emisoras y sus correspondientes factores de emisión de CO2 equivalente se establecerá en la resolución de convocatoria de la subasta de capacidad.

Disposición adicional tercera. *Mecanismo de seguimiento periódico del mercado de capacidad.*

Anualmente el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico presentará a la Comisión Delegada del Gobierno de Asuntos Económicos información sobre la capacidad adjudicada en las subastas, el coste efectivo del mecanismo soportado por los consumidores, el impacto del mecanismo en la evolución del resto de componentes del precio final de la electricidad, previo informe de la CNMC, el grado de competencia observado en las subastas, y la contribución efectiva del mecanismo a la seguridad de suministro.

Disposición transitoria única. *Celebración de subastas de capacidad transitorias.*

1. Desde la entrada en vigor de la presente orden, y hasta el inicio del primer periodo de prestación del servicio de capacidad resultante de la subasta de capacidad principal, se celebrarán subastas transitorias de capacidad para garantizar la cobertura de la demanda de energía eléctrica.

2. Las subastas transitorias tendrán, con carácter general, las mismas características que las subastas principales de capacidad, a excepción de los siguientes aspectos:

a) Se celebrará una subasta de capacidad transitoria para cada uno de los años naturales desde la entrada en vigor de esta orden y el inicio del primer periodo de prestación del servicio de capacidad resultante de la subasta de capacidad principal.

b) Cada subasta de capacidad transitoria incluirá un periodo de prestación del servicio de carácter anual.

c) Las subastas de capacidad transitorias podrán celebrarse de forma simultánea.

La definición de la curva de potencia firme requerida podrá incluir un precio máximo de la curva distinto del establecido para las subastas de capacidad principal.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 15 de septiembre de 2026.–La Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen Muñoz.

cve: BOE-A-2026-19329
Verificable en https://www.boe.es