

PROYECTO DE ORDEN 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 30 GW de potencia instalada) como, sobre todo, en fotovoltaica (con un incremento superior al 200% en apenas cinco años, pasando de los apenas 9 GW a principios de 2019 a más de 29 GW en 2024), lo que ha supuesto, entre otros aspectos, que el porcentaje de

generación a partir de fuentes de origen renovable haya superado en 2023, por primera vez, el 50% de la producción total en España.

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 inglés), 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 valores superiores al estándar de fiabilidad previsto en la propuesta de Resolución 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, donde se establecía un estándar de fiabilidad de 0,94 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 nacional de cobertura de ámbito europeo (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.

Así, 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, también en noviembre 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.

Todo lo anterior deriva inevitablemente en la 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.

III

La propuesta de mecanismo de capacidad planteada 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. Se han descartado otros modelos de mecanismos de capacidad, tales como las reservas estratégicas, ya que estas podrían contribuir a generar un efecto “consolidación” (o *lock-in*, por la clásica terminología en inglés) con las tecnologías térmicas convencionales existentes, lo que se descarta ya que en última instancia no solo se busca que este instrumento regulatorio resuelva los problemas de cobertura identificados, sino que lo haga salvaguardando los objetivos de descarbonización que necesariamente exigirán de nueva inversión en almacenamiento.

El 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 contomo 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.

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 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, se establecerán coeficientes de firmeza que permitan comparar la 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 de reserva genérico (aplicable a ambas tipologías de instalaciones - nuevas y existentes-), un precio 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.

El procedimiento de operación que completará a esta orden ministerial contemplará los correspondientes sistemas de verificación, cumplimiento y penalización que incentivarán la correspondiente disciplina de los proveedores del servicio de capacidad.

IV

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 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 en abril de 2021.

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. El trámite de audiencia de esta orden ha sido evacuado mediante publicación en la web del Ministerio entre el 19 de abril y el 12 de mayo de 2021.

Mediante acuerdo de fecha XXXXX 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, 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, 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 esta orden ministerial, participen en el esquema de concurrencia competitiva planteada por esta orden y que se constituyan como proveedores del servicio de capacidad regulado en esta orden. En concreto, podrán participar en el mercado de capacidad los siguientes sujetos del sistema eléctrico, directamente o a través del representante con el que participa en el mercado organizado de producción :

- 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.
- 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, 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, S.A.

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 el 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 establecida 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 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.
- 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.
- 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 movilizadora a través de los mercados de balance de activación manual y la energía efectivamente producida. Este umbral resultará de aplicación a las instalaciones de generación no renovable y se determinará por tecnología de referencia en base a los valores históricos producidos durante los tres años naturales previos al año en que se celebren las subastas de capacidad establecidas en esta orden ministerial.

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 carácter general con los siguientes principios, de conformidad con el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de electricidad:

- a) No creará distorsiones innecesarias del mercado ni limitará el comercio interzonal.
- b) No irá más allá de lo que sea necesario para hacer frente al problema de cobertura a que se refiere el artículo 6.
- c) Deberá seleccionar a los proveedores del servicio de capacidad mediante un esquema de concurrencia competitiva transparente y no discriminatorio.
- d) Aportará incentivos para que los proveedores de capacidad se encuentren disponibles en aquellos momentos en los que se requiere la aportación de firmeza en el sistema eléctrico nacional.
- e) El régimen retributivo asociado a la prestación del servicio de capacidad se fijará por medio de un procedimiento de concurrencia competitiva.
- f) Las condiciones técnicas para la participación de los proveedores de capacidad se establecerán con carácter previo a la celebración del procedimiento de concurrencia competitiva.
- g) Será tecnológicamente neutro.
- h) Se establecerá un régimen de penalizaciones por la indisponibilidad de los proveedores del servicio de capacidad

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, asegurándose la disponibilidad de suficiente potencia firme por parte de los proveedores del servicio de capacidad.

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 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 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 desarrollo de aplicación a los proveedores del servicio de capacidad.

d) Mecanismo de cesión de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad

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

f) Régimen de penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones derivadas del servicio de capacidad.

g) Liquidación del servicio de capacidad.

i) Financiación del servicio.

4. La asignación del servicio de capacidad se llevará a cabo a través del esquema de concurrencia competitiva definido en esta orden, y las subastas de capacidad convocadas se materializarán mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, publicada en el <<Boletín Oficial del Estado>>.

5. El servicio de capacidad, incluyendo su régimen de cumplimiento, verificación, penalización, 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 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.

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 regulado por medio de esta orden ministerial, podrá emplearse el análisis europeo de cobertura llevado a cabo por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, cuando de él 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. A solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, el operador del sistema remitirá a ese órgano directivo informe sobre las necesidades de potencia firme en el sistema eléctrico peninsular que es necesaria 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

ESQUEMA DE CONCURRENCIA COMPETITIVA

Sección 1ª. 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 5 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. En el caso de que se emplee como instrumento de justificación el análisis nacional de 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.

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 inversión que contará con un plazo desde la asignación del servicio hasta el inicio

del periodo de prestación del servicio de capacidad de hasta 9 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 9 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:

- i. Para instalaciones existentes de generación y almacenamiento, el periodo de prestación del servicio de capacidad será de 12 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.

- ii. 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 15 años.
- iii. 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 sólo contemplarán un único periodo de prestación de servicio para el conjunto de instalaciones que las componen, y sólo podrán constituirse con un conjunto de instalaciones con misma consideración: existentes o nuevas inversiones, en cada agregación.

- iv. 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 12 meses de duración, el cual se inicia en un plazo máximo de 12 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.

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.

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. La resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía 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.

Artículo 8. Producto a subastar y variable de oferta.

1. 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.

2. 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 el artículo 7, que incluirá las reglas de subasta del mercado de capacidad. Con carácter previo a la aprobación de dicha resolución el operador del sistema remitirá los coeficientes de firmeza y los periodos de prestación del servicio por tecnología de referencia de conformidad con lo previsto en esta orden, así como otras consideraciones oportunas a los efectos de la celebración de la subasta.

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, 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.

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 petición de la Dirección General de Política Energética y Minas, el operador del sistema remitirá a ese órgano directivo informe conteniendo 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

2. Solo podrán participar en el mercado de capacidad aquellas tecnologías de referencia para las que se hayan 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.

Sección 2ª. 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, que no tengan instalaciones asociadas de producción que cobren el Régimen

Retributivo Específico, y que dispongan de contrato de acceso de terceros a la red conforme a la normativa de aplicación.

- 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.
- d) En el caso de titulares de instalaciones existentes de la modalidad definida en el artículo 2.1.a), contar 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) 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.
- f) Que, en todo caso, y con independencia del tipo de instalación, estas dispongan de los correspondientes permisos de acceso y conexión a la red.
- g) 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.
- h) 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 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.

- i) 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.
- j) 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.
- k) Que no perciban ninguna retribución 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.
- l) Que las instalaciones, individualmente, o agregadas en el caso de instalaciones de demanda, dispongan de una capacidad de oferta mayor o igual a 1 MW de potencia firme en los periodos de prestación del servicio
- m) Acreditar los requisitos técnicos y operativos que, en su caso, se recojan en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.
- n) 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.

Sección 3ª. Procedimiento de subasta

Artículo 12. Resolución de convocatoria de la subasta.

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 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.

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 se publicarán en la página web del 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 su representante en el mercado de producción, 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 incorporará detalles concretos de la instalación 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 según se estipula en el artículo 11. La forma de acreditar la documentación a la que se refiere dicho artículo se recogerá en las Reglas de Subasta, pudiendo emplearse, entre otros, la suscripción de una declaración responsable por parte del solicitante.

Los sujetos 2.1.d), habrán de detallar las instalaciones que formen parte de la agregación de demanda, y no podrán contener en dicha agregación ninguna instalación que solicitase su participación a título individual para la misma subasta.

- 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 subasta. Los bloques de oferta se agruparán por instalación de las contempladas en el artículo 2.1. Como excepción a lo anterior se tendrá en cuenta lo establecido en el artículo 15.4.

Asimismo, para la determinación de la potencia firme los participantes del mercado de capacidad tendrán en cuenta los coeficientes de firmeza previamente determinados en la convocatoria de la subasta de capacidad.

- c) La solicitud debe realizarse de acuerdo con los plazos que se establezcan para cada subasta. En todo caso, la fecha límite de presentación de solicitudes se establece en 6 semanas antes de la fecha de 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, comunicando al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en un plazo máximo de 4 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 que debe realizar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- f) Asimismo, de acuerdo con los plazos que se establezcan para la subasta y en un plazo máximo de 4 semanas tras la fecha límite de presentación de solicitudes, el operador del sistema debe comunicar al participante del estado de su solicitud de participación en la subasta, informando de manera motivada y transparente.
- g) En caso de discrepancia se estará a lo dispuesto en el párrafo 2º 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 sólo por una de ellas.

Artículo 14. Adhesión al marco legal 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 debe adherirse formalmente al marco legal establecido para la participación en la subasta, el plazo para esta adhesión se recogerá en las correspondientes Reglas de Subasta del Mercado de Capacidad.

La adhesión formal del titular de la instalación al marco legal establecido para la subasta implica la adhesión 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 29 y 30, respectivamente.

En todo caso, debe respetarse lo dispuesto para la subasta en las correspondientes Reglas de 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.
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, 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 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, procede la aplicación del precio inferior de reserva o por el contrario procede su no aplicación. La referida Dirección General dará cuenta 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.

4. En el caso de nuevas inversiones, los bloques de oferta tendrán un tamaño mínimo de 1 MW de potencia firme por instalación. Cuando se trate de instalaciones existentes de producción de energía eléctrica, el titular de la instalación o su representante en el mercado de producción solo podrá presentar un único bloque de oferta equivalente al conjunto de su potencia firme. 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.

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 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 Subasta del Mercado de Capacidad.

7. Una vez finalizada la presentación de las ofertas y realizada la subasta conforme a las reglas de subasta establecidas, la entidad administradora de la subasta procederá a determinar el resultado de la subasta, según lo establecido en el artículo 15, y a comunicar los resultados a la entidad supervisora y a la Secretaría de Estado de Energía.

8. Asimismo, en las reglas de subasta del mercado de capacidad podrán introducirse criterios para garantizar la efectiva competencia en alguna de las modalidades de subasta previstas en esta orden.

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, 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.

Artículo 16. Resultado de la subasta y precio de adjudicación.

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, a excepción de las instalaciones existentes en las subastas de capacidad principal, en las cuales su potencia no podrá resultar adjudicada por un precio superior al precio inferior de reserva establecido en el artículo 15.3, quedando desestimadas sus ofertas en estos casos.

2. El resultado de la subasta será público, siendo la entidad administradora de la subasta responsable de su difusión, así como la publicación en el <<Boletín Oficial del Estado>> 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, S.A.

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. Al término de la celebración de la subasta de capacidad, los participantes en el mercado de capacidad que hayan resultado adjudicatarios de la subasta de capacidad podrán solicitar la habilitación como sujeto proveedor del servicio de capacidad.

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 utilizada dentro del proceso de habilitación para la participación en la subasta (artículo 13). Si de este ejercicio se constatará el incumplimiento de algunos de los requisitos establecidos para ser participante en el mercado de capacidad (artículo 11), el sujeto no podrá ser habilitado como proveedor del servicio de capacidad.

Sección 4ª 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 sujeto proveedor del servicio de capacidad tendrá 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:

$$\text{Retribución mensual fija} = (1/12) * P_{\text{sub}} * \text{Precio}$$

Donde:

P_{sub}: 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. 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 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 procedimiento de operación y no haya dado su conformidad para llevar a efecto dicha operación.

4. El procedimiento para solicitar el traspaso de los derechos y obligaciones asociados a una determinada potencia firme asignada en una subasta de capacidad se llevará a cabo de conformidad con lo establecido en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

En todo caso, el operador del sistema dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas de cualquier movimiento, cesión o traspaso que se realice al amparo de este artículo.

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.

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 cualquiera otros aspectos que se requieran, se definirán en el procedimiento de operación del servicio de capacidad. Asimismo, la activación del servicio será 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.

7. En el caso de instalaciones a que se hacen referencia en el apartado d) del artículo 2.1, los sujetos agregadores de dichas instalaciones 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.

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:

- i. 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.

- ii. El proveedor del servicio de capacidad debe comunicar al operador del sistema la previsión y la existencia de indisponibilidades sobrevenidas, tan pronto éstas se identifiquen, o bien se produzcan de acuerdo a lo dispuesto en el correspondiente procedimiento de operación.
- iii. 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 este orden.

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 obligación de 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, aplicando para ello lo establecido en el procedimiento de operación.

4. 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 y resolución 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 2º 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, PENALIZACIÓN 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 llevará 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 generación, consumos eléctricos, parámetros de las instalaciones de almacenamiento, facturación o condiciones vinculados a la prestación del servicio en la forma y plazos que ésta solicite.

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

3. La falta de remisión de la información solicitada en los apartados 1 y 2 puede tener asociadas las obligaciones de pago por incumplimiento y penalización que se establecen en el artículo 27.

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, y 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. 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 del apartado 2.1.d) se detallará 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 ésta 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. Penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones asociadas a la prestación del servicio de capacidad y del régimen de pruebas.

1. En caso de que los proveedores de capacidad asignados en la subasta 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 por incumplimiento detectado en el esquema de pruebas que se establezca en este último, estarán sujetos a las penalizaciones allí establecidas.

2. En cualquier caso, el sistema de penalizaciones se basará en los siguientes principios:

- a) El sistema de penalizaciones deberá ser tecnológicamente neutro, estableciendo un sistema de penalizaciones equivalente para la generación, el almacenamiento y la demanda.
- b) Las penalizaciones serán progresivas en función del nivel de incumplimiento de la potencia firme comprometida en la subasta.
- c) El ocultamiento al operador del sistema de la indisponibilidad de una instalación proveedora del servicio se considerará falta muy grave.
- d) El operador del sistema podrá dar en cualquier momento dentro de los periodos de estrés orden de arranque a una unidad proveedora.

Artículo 28. Inhabilitación para la prestación del servicio

Las condiciones en las que un proveedor del servicio de capacidad resulta excluido de la prestación del servicio por incumplimiento de las obligaciones derivadas de la prestación del servicio de capacidad se establecerán en el procedimiento de operación de aplicación al servicio de capacidad.

Artículo 29. Desistimiento de la prestación del servicio

El desistimiento de la prestación del servicio, tras resultar asignado en una subasta, tendrá las consecuencias en términos de pérdida de la retribución y de 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.

La cesión o traspaso de los derechos y obligaciones relativos al servicio de capacidad al que hace referencia el artículo 22 no supondrá la imposibilidad de participar en las sucesivas subastas que se convoquen en el marco de este mercado 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 Ministra 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 consta 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.

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.

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

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 término de facturación para cada periodo horario 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, IC_i , 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 fijan 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.

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. 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 transitoria única. Celebración de subastas de capacidad transitorias.

1. Desde la entrada en vigor de esta 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:

- i. 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.
- ii. Cada subasta de capacidad transitoria incluirá un periodo de prestación del servicio de carácter anual.
- iii. Las subastas de capacidad transitorias podrán celebrarse de forma simultánea.

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

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>>.