

## **PROYECTO DE ORDEN POR LA QUE SE CREA UN MERCADO DE CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO 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 penetración de renovables en el mix eléctrico, reflejada en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, 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 objetivos de reducción de emisiones antes referidos.

En este sentido, cabe destacar el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, que se sitúa como el principal instrumento regulatorio de incentivo al despliegue de tecnologías renovables en el ámbito nacional. El primer mecanismo aprobado en este marco regulatorio, articulado mediante la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025, prevé un volumen de potencia que, teniendo en cuenta las distintas tecnologías previstas, asciende a 19.540 MW para el año 2025, lo que representa aproximadamente el 18% del total del parque de generación actual en España.

No obstante lo anterior, la esperada incorporación de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico nacional puede acarrear, como efecto colateral, la aparición de ciertos riesgos en la seguridad de suministro de energía eléctrica, provocados principalmente por la variabilidad e intermitencia de la generación inherente a este tipo de instalaciones. Es por ello que, al tiempo que se refuerzan los compromisos de penetración de renovables antes expuestos, se deben articular el conjunto de instrumentos de acompañamiento necesarios que permitan garantizar otro de los grandes pilares del sistema eléctrico nacional, como es la seguridad del suministro.

La experiencia observada tanto en los mercados de producción de energía eléctrica nacionales como en otros países de nuestro entorno pone de manifiesto que los precios del mercado mayorista spot no son suficientes por sí mismos para incentivar la inversión en instalaciones que puedan aportar firmeza al sistema eléctrico, garantizando la seguridad de suministro. Este fenómeno se observa incluso en aquellos mercados en los que no existe ninguna restricción a la casación de precios.

En el caso español, actualmente se está llevando a cabo una reforma de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica para la adaptación a los límites armonizados de precios de ámbito europeo. No obstante, esta reforma no resolverá por sí misma la actual situación del mercado eléctrico nacional, ya que nunca se han llegado a alcanzar los límites superiores de los mercados diario e intradiario en nuestro país.

A su vez, la incorporación progresiva de un mayor número de instalaciones renovables al sistema contribuirá previsiblemente a agravar este fenómeno, dados los reducidos costes de operación asociados a estas tecnologías, que provocarán un descenso paulatino tanto del factor de carga de las instalaciones

con capacidad para aportar firmeza al sistema como de los precios de casación de los mercados de corto plazo.

Pero es que incluso aquellas instalaciones que sí resultan casadas están mostrando importantes dificultades para asegurar flujos de caja positivos en un contexto de progresiva reducción de los precios mayoristas por la penetración de tecnologías renovables y constante disminución del factor de carga, ya que el mercado les permite recuperar sus costes variables de operación, pero en ningún caso la totalidad de sus costes fijos de operación y mantenimiento.

Dado el papel que desempeñan estas instalaciones en la garantía de la seguridad del suministro del sistema eléctrico nacional, aportando la firmeza que las tecnologías renovables más maduras, por su propia naturaleza, no pueden ofrecer, la salida del parque de generación de la mayor parte de las instalaciones de generación convencional no sería asumible en ningún caso sin poner en peligro la seguridad de suministro.

Otro de los elementos que justifican la adopción de instrumentos de cobertura de la demanda nacional complementarios a las soluciones de mercado mayorista *spot* es la reducida capacidad actual de intercambio de la península con el sistema eléctrico centroeuropeo.

Esta reducida capacidad de intercambio, muy por debajo de los objetivos de interconexión recomendados por la Unión Europea, supone la saturación de la interconexión entre España y Francia en un porcentaje muy elevado de las horas, de forma que esta interconexión no podrá aportar la suficiente firmeza en aquellos momentos en los que sea más necesaria.

Por su lado, la cobertura que pueda aportar a España el sistema eléctrico portugués es limitada, al tener un reducido tamaño respecto a nuestro sistema, con un mix energético renovable muy similar al español y una localización

geográfica muy próxima, lo que implica que con bastante frecuencia coincidan las condiciones climatológicas en ambos sistemas eléctricos.

Por todo lo anterior, resulta imprescindible dotar al sistema eléctrico peninsular español de un mecanismo de capacidad, complementario a los mercados de producción mayoristas, que aporte la necesaria firmeza al sistema eléctrico, en línea con el enfoque dado por otros Estados miembro de la Unión Europea tales como Francia, Italia, Polonia o Irlanda, si bien el modelo concreto de mecanismo de capacidad difiere de un país a otro. Esto supone una gran ventaja para España, que puede aprovecharse de la experiencia de estos países para articular el instrumento que mejor responda a los objetivos perseguidos.

## II

El paquete de Energía Limpia de la Unión Europea (también conocido como “paquete de invierno”) ha supuesto la aprobación de un conjunto de normas comunitarias que tienen por objeto coadyuvar al cumplimiento de los objetivos medioambientales y de descarbonización de la economía.

De entre las citadas normas, cabe destacar el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, que establece, entre otros elementos, un conjunto de reglas que tratan de garantizar el funcionamiento del mercado interior de la electricidad. Tal y como establece en su parte expositiva la citada norma, *“el sistema energético de la Unión está sufriendo su más profunda transformación desde hace varias décadas, y el mercado de la electricidad se encuentra en el centro de esta transformación. El objetivo común de la descarbonización del sistema energético crea nuevas oportunidades y retos para los participantes en el mercado.”* A tal efecto, se han establecido una serie de principios que tratan de garantizar el funcionamiento del mercado de la electricidad, teniendo en cuenta el cambio de paradigma que supone la penetración masiva de

instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, así como el despliegue de otras figuras transformadoras del sector como son los servicios de flexibilidad, las soluciones del lado de la demanda o el almacenamiento, todo ello sin ignorar las necesarias exigencias desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Precisamente la seguridad de suministro se posiciona como uno de los grandes pilares del referido Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, al que dedica su capítulo IV y, de manera específica, a la regulación de los mecanismos de capacidad. Estos mecanismos se configuran como instrumentos de último recurso que permitan eliminar de manera eficaz los problemas residuales de cobertura, al tiempo que se asegura la adecuación de estas medidas con los artículos 107, 108 y 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

A su vez, la articulación de un mecanismo de capacidad debe acompañarse de un análisis exhaustivo de la seguridad de suministro en los sistemas eléctricos afectados por estos instrumentos. Este análisis se llevará a cabo también durante la vigencia del modelo implementado, de tal forma que, si la experiencia y los estudios recabados arrojasen como conclusión la ausencia de necesidad de dichos instrumentos, se deberá poner fin a ellos. Consecuencia de lo anterior, cualquier mecanismo de capacidad articulado deberá ser temporal, de conformidad con el artículo 21.8 del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019. Este escenario podría alcanzarse previsiblemente en un contexto de alta penetración de demanda flexible y almacenamiento, algo que no se prevé que sea posible en los próximos años.

Además, todo mecanismo de capacidad implementado por los Estados Miembros debe asegurar el cumplimiento de los principios a los que hace referencia el artículo 22 del referido reglamento. Además del mencionado carácter temporal del instrumento implementado, los mecanismos de capacidad no deberán crear distorsiones innecesarias en el mercado. Asimismo, no irán

más allá de lo que resulte necesario para hacer frente a los problemas de cobertura a los que se enfrente el sistema eléctrico afectado por la implementación del mecanismo de capacidad. Además, los proveedores de capacidad se seleccionarán mediante procesos transparentes, no discriminatorios y competitivos (igualmente competitivo será el proceso de fijación de la remuneración para estos proveedores), aportando incentivos para que estas instalaciones estén disponibles en momentos en los que se espere que el sistema se enfrente a una situación de cobertura ajustada y aplicando un régimen sancionador adecuado cuando no cumplan con el citado requisito de disponibilidad.

Finalmente, con carácter previo al proceso de selección se fijarán las condiciones técnicas para la participación en estos procesos de selección competitivos, y en todo caso se debe salvaguardar el principio de neutralidad tecnológica, estando abiertos a la participación de todos los recursos que estén en disposición de proporcionar el rendimiento técnico exigido, incluida la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía.

Otro de los elementos a contemplar en el ámbito comunitario es la implementación de las metodologías adoptadas por ACER, en concreto: la Decisión 23/2020, de 2 de octubre de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo del valor de carga perdida (VoLL, por sus siglas en inglés), el coste de nueva entrada (CoNE) y el estándar de fiabilidad (RS) y la Decisión 24/2020, de 2 de octubre de 2020, por la que se establece la metodología para el análisis de cobertura europeo (ERAA). Estas metodologías juegan un rol imprescindible en la articulación de mecanismos de capacidad en los Estados miembro, puesto que de su implementación efectiva se deriva la identificación de las necesidades de cobertura que justifican la adopción de mecanismos de capacidad en el ámbito nacional.

### III

El primer aspecto a concretar en relación con los mecanismos de capacidad es el modelo concreto a implementar, dado que existen en la actualidad múltiples variantes que tratan de abordar desde diferentes perspectivas el fenómeno de la garantía de suministro. De entre las opciones existentes, se propone un modelo en forma de mercado de capacidad que, cumpliendo con los principios antes mencionados, fomente la disponibilidad de instalaciones que puedan aportar firmeza al sistema eléctrico, así como incentivos para llevar a cabo las necesarias inversiones en instalaciones que ofrecen esta característica al sistema. La asignación del servicio de capacidad se realizará a través de un procedimiento competitivo de subasta convocado por la Secretaría de Estado de Energía.

El modelo propuesto incorpora además diferentes horizontes de aplicación que coadyuvan simultáneamente a la garantía del suministro y al cumplimiento del principio de neutralidad tecnológica que debe presidir cualquier mecanismo de capacidad que se implemente. De esta forma, mediante la convocatoria de subastas de corto plazo (de ajuste) se asegura el mantenimiento y la disponibilidad de determinadas instalaciones existentes que pueden aportar firmeza en los momentos de mayor estrés para el sistema. Sin embargo, estas convocatorias de corto plazo no permitirían que tecnologías de despliegue incipiente y/o renovaciones de instalaciones existentes puedan participar en estos procedimientos. Para resolver esta situación, se prevé la implementación de subastas de medio plazo (subastas principales) que generan incentivos para acometer inversiones en este tipo de tecnologías, tales como el almacenamiento. En este sentido, la Estrategia de Almacenamiento Energético, aprobada en Consejo de Ministros el 9 de febrero de 2021 ya prevé, de entre las medidas que contribuyan al despliegue de esta tecnología, la articulación de mecanismos de capacidad que fomenten estas inversiones.

Otros aspectos a tener en cuenta son la definición de la potencia (en MW) a subastar, los procesos de presentación y asignación de las ofertas, los requisitos técnicos y económicos para participar en las mismas y los “ratios de firmeza” por tecnología (factores que representan la capacidad de cada tecnología para aportar firmeza al sistema).

Tanto en la definición de las cantidades y horizontes subastados, como en la concreción de los requisitos técnicos y de los “ratios de firmeza” fijados jugará un rol crucial el operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A. En este sentido, el modelo adoptado se configura como un mecanismo centralizado en el que el operador del sistema ayudará no solo a identificar los eventuales problemas de cobertura en el ámbito nacional, sino que asumirá un protagonismo clave en la implementación efectiva de este mercado de capacidad, salvaguardando el efectivo cumplimiento de los requisitos y obligaciones fijados en esta orden y los correspondientes procedimientos de operación que se aprueban en su desarrollo.

Finalmente, otro de los aspectos a considerar en el articulado es la financiación del mecanismo, cuya metodología se establece en esta orden teniendo en cuenta las necesidades de firmeza en cada periodo horario, que coincidirán con los periodos horarios de aplicación a los peajes de transporte y distribución y cargos por razones de simplicidad.

#### 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 que garantice la seguridad de suministro. A su vez, esta norma cumple con el principio de eficacia dado que permite salvaguardar los objetivos de penetración 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 audiencia e información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

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 XXXXX. El trámite de audiencia de esta orden ha sido evacuado mediante publicación en la web del Ministerio entre el XX y el XX 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 será de aplicación a todas las personas, físicas o jurídicas, que sean titulares de instalaciones de generación, almacenamiento o demanda, que se constituyan como proveedores del servicio de capacidad regulado en esta orden y que cumplan las siguientes características:

- a) Instalaciones de generación de energía que cumplan con el límite máximo de emisiones de CO<sub>2</sub> de acuerdo con lo establecido en el artículo 10.
- b) Instalaciones de almacenamiento de energía, conforme se define en el artículo 6.1.h) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- c) Instalaciones de demanda de consumidores de energía eléctrica.

2. La orden también es de aplicación al operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A., en todo aquello que le resulte de aplicación.

### **Artículo 3. Definiciones**

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

- a) Mercado de capacidad: mecanismo competitivo de subastas tecnológicamente neutras a través del cual se atenderán las necesidades de potencia firme que permitan garantizar la disponibilidad de recursos para la cobertura de la demanda en el sistema eléctrico peninsular.
- b) Potencia firme: Capacidad máxima, 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.

Para cada tecnología de referencia, la potencia firme se obtendrá como la potencia nominal reducida de acuerdo con la correspondiente ratio de firmeza.

c) Ratio de firmeza: Porcentaje, respecto de la potencia nominal asociada a la instalación de generación, almacenamiento o demanda, que mide el grado de cada tecnología para aportar potencia firme al sistema eléctrico peninsular.

La ratio de firmeza tendrá en cuenta los elementos intrínsecos y extrínsecos de cada tecnología, considerando las necesidades de cobertura y flexibilidad del sistema eléctrico peninsular e incorporando la capacidad de cada tecnología para satisfacerlas.

d) Análisis de cobertura: Evaluación del grado de robustez del sistema eléctrico para abastecer las necesidades de demanda presente y futura de energía eléctrica, y que permite determinar la necesidad de potencia firme del sistema eléctrico.

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

f) Proveedores del servicio de capacidad: Personas físicas o jurídicas que, participando en el mercado de capacidad y resultando adjudicatarias en el mecanismo competitivo de subastas celebrado, se constituyen como prestadores del servicio de capacidad

g) Situación de estrés del sistema: Situación del sistema en la que es precisa la disponibilidad y aportación, en su caso, de la potencia firme asignada a cada proveedor del servicio. Las situaciones de estrés serán identificadas y comunicadas por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en los Procedimientos de Operación.

#### **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 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:

- 1) Será un instrumento de último recurso y de carácter temporal.
- 2) No creará distorsiones innecesarias del mercado ni limitará el comercio interzonal.
- 3) No irá más allá de lo que sea necesario para hacer frente al problema de cobertura a que se refiere el artículo 6.
- 4) Deberá seleccionar a los sujetos prestadores del servicio de capacidad mediante un proceso transparente, no discriminatorio y competitivo.
- 5) 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.
- 6) El régimen retributivo asociado a la prestación del servicio de capacidad se fijará por medio de un procedimiento de concurrencia competitiva.
- 7) Las condiciones técnicas para la participación de los proveedores de capacidad se establecerán con carácter previo a la celebración del procedimiento de concurrencia competitiva.
- 8) Será tecnológicamente neutro.
- 9) Se establecerá un régimen sancionador que penalice la indisponibilidad de los proveedores de capacidad en momentos de gran demanda del sistema.

## **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 sujetos proveedores del servicio de capacidad.

2. El servicio de capacidad es un servicio consistente en la prestación por los titulares de instalaciones que pertenezcan a una de las modalidades definidas en el artículo 2.1 que hayan resultado adjudicatarios en los procesos de concurrencia competitiva que desarrolla esta orden, de un servicio de disponibilidad de una determinada capacidad firme.

Por medio del referido servicio de capacidad, los proveedores del servicio deberán ofrecer al sistema su capacidad comprometida en las subastas en las situaciones de estrés del sistema que sean comunicadas por el operador del sistema. Para ello, deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme asignada, ofreciendo dicha potencia, y la variación de energía asociada a la misma, mediante su participación efectiva en los mercados diario, intradiario y de balance, de acuerdo con lo que se establezca en los Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad.

3. El operador del sistema remitirá una propuesta de Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad, para su aprobación mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, en los que se detallarán, al menos, los siguientes procesos:

- a) Metodología para la determinación de la ratio de firmeza por tecnología.
- b) Obligaciones de los proveedores del servicio de capacidad.
- c) Utilización del servicio en las situaciones de estrés del sistema.
- d) Verificación del cumplimiento del servicio.
- e) Penalizaciones y esquema de pruebas.

4. La asignación del servicio de capacidad se realizará a través de procedimientos de subasta convocados 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 será gestionado por el operador del sistema.

### **Artículo 6. Análisis de cobertura**

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 informe sobre las necesidades de capacidad firme en el sistema eléctrico peninsular que no estén cubiertas en los horizontes de estudio.

Dicho informe llevará a cabo un estudio de cobertura de nudo único, incluyendo un análisis probabilístico que permita evaluar el riesgo de déficit de cobertura y definir la potencia que es necesaria subastar en el procedimiento de concurrencia competitiva que se establece en esta orden, y en cada uno de los horizontes definidos. En dicho análisis se tendrá en cuenta, entre otros aspectos, la incertidumbre asociada a las siguientes variables:

- Demanda de potencia.
- Aportación de tecnologías renovables, incluyendo diferentes escenarios de disponibilidad de recurso hidráulico.
- 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.

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.

3. El informe del operador del sistema podrá incorporar una propuesta de calendario de subastas, dentro de las modalidades existentes de conformidad con el artículo 8, que mejor responda a las necesidades de cobertura.

### **Capítulo III**

## **MECANISMO DE SUBASTA**

### **Sección 1ª. Generalidades**

#### **Artículo 7. 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. La resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta de capacidad firme concretará el cupo de producto a subastar, pudiéndose emplear para ello cláusulas confidenciales.

#### **Artículo 8. Modalidades de subasta.**

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



a) Subastas de capacidad principal: Subastas cuyo periodo de prestación del servicio de capacidad se inicia 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 potencia firme de conformidad con lo establecido en esta orden.

Para instalaciones existentes en el momento de celebración de la subasta y que resulten adjudicatarias, el periodo de prestación del servicio de capacidad será de 12 meses de duración. Cuando se trate de nuevas instalaciones, el periodo de prestación del servicio será de 5 años de duración. Los derechos y obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad establecidos en esta orden se mantendrán vigentes durante el periodo que, en cada caso, resulte de aplicación.

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.

2. 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.

Asimismo, en cualquier momento el operador del sistema podrá solicitar la convocatoria de subastas de capacidad con horizontes temporales distintos a los establecidos en el apartado 1.

3. La resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta de capacidad firme 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 9. Ratios 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 para la participación en dichas subastas.

2. Dichas condiciones técnicas incluirán, entre otros aspectos, los ratios de firmeza correspondientes a cada tipo de tecnología, que incluirá tanto a la generación renovable como a las tecnologías de almacenamiento y la respuesta de demanda, de acuerdo con el artículo 2.1.

Para la determinación de los ratios de firmeza se empleará la metodología para el cálculo de los ratios de firmeza que se apruebe mediante el correspondiente Procedimiento de Operación.

3. El informe del operador del sistema incluirá asimismo una propuesta de potencia firme a subastar, en base al horizonte propuesto en la petición de la Dirección General de Política Energética y Minas.

#### **Sección 2ª. Requisitos de participación en la subasta**

## **Artículo 10. Requisitos que deben acreditar los titulares de instalaciones para la habilitación a la subasta.**

Los titulares de instalaciones 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:

- 1) 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.
- 2) 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 comercializador, que no tengan instalaciones asociadas de producción que cobren Régimen Tributativo Específico, y que dispongan de contrato de acceso de terceros a la red con la correspondiente empresa transportista o distribuidora.
- 3) Acreditar, en el caso de titulares de instalaciones existentes de la modalidad definida en el artículo 2.1.a), que la instalación cumple con el límite máximo de emisiones de 550 gr. de CO<sub>2</sub> procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y con el límite máximo de 350 kg de CO<sub>2</sub> procedente de combustibles fósiles de media por año por kW instalado, calculados 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.
- 4) En el caso de subastas de capacidad principal, de conformidad con el artículo 8.1.a), y cuando se trate de nuevas instalaciones de generación o almacenamiento que no cuenten con autorización de explotación con

anterioridad a la fecha de publicación de la convocatoria de la subasta de capacidad correspondiente, deberán acreditar que las emisiones de CO2 asociadas al funcionamiento de dichas instalaciones sean nulas.

- 5) 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.
- 6) 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.
- 7) No desarrollar una actividad que incluya servicios básicos u otras actividades en las que la prestación del servicio pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas, de las instalaciones propias o de terceros, o para el medio ambiente.
- 8) Prestar al operador del sistema garantías de pago suficientes para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar del incumplimiento de los requisitos de prestación del servicio, de acuerdo a lo establecido en los correspondientes Procedimientos de Operación.
- 9) Acreditar, cuando tecnológicamente resulte procedente, en el caso de titulares de instalaciones de las modalidades definidas en el artículo 2.1.a), la disponibilidad de combustible o, en su caso, fuente primaria, para el conjunto de los bloques de oferta de 1 MW de potencia mínima por instalación.

10) Acreditar, en el caso de titulares de instalaciones de la modalidad definida en el artículo 2.1.c), a partir de los parámetros históricos de consumo y de potencia contratada, que se cumplen los requisitos establecidos en el artículo 21.1 en los dos años naturales anteriores al año en que se presenta la solicitud, para el conjunto de los bloques de oferta de 1 MW de potencia mínima por instalación, para los que se solicita la habilitación.

En el caso de instalaciones que no hayan estado en funcionamiento durante los dos años naturales anteriores, deben presentarse ante el operador del sistema los datos históricos disponibles, así como las correspondientes proyecciones de consumo y potencia para el siguiente periodo de prestación del servicio.

Cuando del análisis de la información aportada resulte que, en los dos años naturales anteriores, los parámetros de consumo y de potencia contratada de la instalación no permitan acreditar el cumplimiento de los requisitos del artículo 21.1 para el conjunto de bloques de oferta de la instalación para los que se solicita la habilitación, el titular de la instalación debe justificar documentalmente ante el operador del sistema esta situación y los motivos por los que estima que cumplirá los requisitos para el siguiente periodo de prestación del servicio.

11) Acreditar los requisitos técnicos y operativos que se recojan en los Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad.

12) No tener deudas pendientes contraídas en el marco de la prestación del servicio de capacidad en los cuatro años naturales anteriores al de la solicitud o en las liquidaciones de ajustes del sistema que gestiona el operador del sistema.

### **Sección 3ª. Procedimiento de subasta**

#### **Artículo 11. 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) El cupo del producto a subastar.
- c) Modalidad de subasta, de conformidad con el artículo 8.
- d) La fecha de inicio del periodo de prestación del servicio.
- e) Periodo de prestación del servicio.
- f) Precio de reserva al que se refiere el artículo 14.3.
- g) Ratios de firmeza para cada una de las tecnologías participantes.
- h) Las Reglas de Subastas del Mercado de Capacidad a aplicar a la subasta.
- i) El coste, por €/MW firme adjudicado, que deberá pagar cada titular adjudicatario para hacer frente al coste de la subasta.

Las especificaciones de detalle y formularias 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 12. Proceso de habilitación para la participación en la subasta.**

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

- 1) El titular de la instalación debe presentar al operador del sistema la solicitud de participación en la subasta 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.

La solicitud debe ir acompañada de la documentación acreditativa de los requisitos según se estipula en el artículo 10.

- 2) En la solicitud se declarará el número de bloques de oferta de 1 MW de potencia firme mínima, con los que el titular de la instalación participará en la subasta, en caso de resultar habilitado.
- 3) 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.
- 4) El operador del sistema, a la vista de la información presentada y tras el análisis de la misma, habilitará a los titulares de instalaciones que acrediten el cumplimiento de los requisitos, comunicando al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en un plazo máximo de 15 días tras la fecha límite de presentación de solicitudes, los parámetros y condiciones de los participantes que resulten habilitados.
- 5) En caso de que el operador del sistema considere que el titular de una instalación no ha justificado el cumplimiento de los criterios previstos en el artículo 10, pondrá este hecho de manifiesto en la comunicación que debe realizar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- 6) Asimismo, de acuerdo con los plazos que se establezcan para la subasta y en un plazo máximo de 15 días tras la fecha límite de presentación de solicitudes, el operador del sistema debe notificar al titular de la instalación el resultado de su solicitud de participación en la subasta, de manera motivada y transparente.

- 7) 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.
- 8) La solicitud de participación en el mecanismo de subasta irá acompañada de las garantías de participación conforme a lo establecido en el procedimiento de operación.

### **Artículo 13. Adhesión al marco legal de los titulares de instalaciones habilitados a 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.

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 24 y 25, respectivamente.

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

### **Artículo 14. 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 principales se asignará el 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, conocido como precio de reserva, que podrá tener carácter confidencial, expresado en euros/MW firme, sin decimales, como un valor fijo o como resultado de una fórmula de cálculo.

4. En la subasta se asignan bloques de oferta de un tamaño mínimo de 1 MW de potencia firme por instalación, para cada periodo de entrega.

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

- a) Resultarán descartadas las ofertas cuyo valor de la oferta económica sea superior al precio de reserva.
- b) Las ofertas consideradas serán ordenadas de menor a mayor valor de la oferta económica.
- c) Se seleccionarán las ofertas empezando por la oferta de menor valor económico hasta alcanzar el cupo de producto subastado establecido en la resolución de convocatoria de la subasta, no resultando seleccionada una oferta cuya inclusión haga que se supere el cupo de producto.
- d) Las ofertas así seleccionadas serán consideradas como adjudicatarias.

6. En el caso de ofertas del mismo valor cuya adjudicación conjunta supere el cupo de la subasta, se seguirá lo dispuesto en las Reglas de Subasta del Mercado de Capacidad.

7. Una vez desarrollado el proceso de presentación de las ofertas y realizada la subasta conforme a las reglas 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. 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.

9. 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 Secretaria de Estado de Energía.

10. Una vez declarada válida la subasta por parte de la entidad supervisora de la subasta, el Director 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».

11. El precio de adjudicación no será objeto de actualización.

12. 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 que convoque la subasta.

13. 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 procederá a la cancelación de las garantías para la participación en la subasta de los participantes que no resulten adjudicatarios.

#### **Artículo 15. Resultado de la subasta y precio de adjudicación.**

1. Como resultado de la subasta se obtendrá la potencia adjudicada a cada participante, así como su precio de adjudicación, 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, así como la publicación en el <<Boletín Oficial del Estado>> según lo previsto en el apartado anterior.

#### **Artículo 16. Entidad administradora de la subasta.**

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

#### **Artículo 17. 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.

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

#### **Artículo 18. Retribución y liquidación del servicio de capacidad.**

1. El proveedor del servicio de capacidad tendrá derecho a percibir, a partir de la fecha de entrada en vigor del periodo de prestación del servicio, una retribución mensual fija correspondiente a una doceava parte de la cantidad resultante de multiplicar el volumen de capacidad firme expresado en MW firmes y adjudicado en la subasta, por el precio de adjudicación de la misma en euros/MW firmes y año, según la fórmula siguiente:

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

Donde:

Psub: Potencia firme asignada en la subasta de capacidad (MW).

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

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. Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se aprobará el correspondiente procedimiento de operación para la liquidación del servicio y para la cancelación y la ejecución de las garantías vinculadas a la acreditación del cumplimiento del servicio.

4. El coste imputable a la organización de las subastas de capacidad, será facturado por el operador del sistema, una vez finalizada la subasta, para cada periodo de prestación del servicio, a los titulares de instalaciones adjudicatarios de la misma.

#### **Artículo 19. Cesión de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad.**

1. Los sujetos 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 los Procedimientos de Operación.

2. Los titulares de instalaciones que adquieran dichos derechos y obligaciones deberán acreditar ante el operador del sistema el cumplimiento de los requisitos exigibles 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 los Procedimientos de Operación y no haya dado su conformidad para llevar a efecto dicha operación.

4. El procedimiento para la 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 los Procedimientos de Operación.

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 20. Activación del servicio.**

La definición de las situaciones de estrés del sistema que puedan motivar, en su caso, la activación del servicio de capacidad por parte del operador del sistema, así como la fijación del sistema establecido para emitir la solicitud de activación,

las eventuales solicitudes de cancelación de la activación, la posible interacción del mercado de capacidad con los gestores de las redes de distribución y cualesquiera otros aspectos de la activación que, en su caso, resulten necesarios para asegurar la correcta prestación del servicio de capacidad en condiciones de seguridad para el sistema eléctrico peninsular, se detallarán en los correspondientes Procedimientos de Operación.

### **Artículo 21. Obligaciones para la efectiva prestación del servicio.**

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

1. Consumir, para instalaciones de la modalidad definida en el artículo 2.1.c), en las horas correspondientes al periodo horario 6 al menos el 51% de la energía en el periodo de prestación del servicio.

A los efectos de aplicación de este requisito, los periodos horarios serán los definidos en la Circular 3/2020, 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.

2. Para las instalaciones de la modalidad definida en el artículo 2.1.c), contar con un programa de consumo que sea superior a las obligaciones de firmeza que se derivan de su condición de proveedor del servicio de capacidad.

El procedimiento de operación que se apruebe fijará los términos y condiciones que permitan asegurar el cumplimiento de esta obligación.

3. En el caso de las instalaciones de la modalidad definida en los artículos 2.1.a) y 2.1.b), deberán entregar la capacidad comprometida en las subastas en situaciones de estrés del sistema. Para ello deberán mantener una disponibilidad igual o superior a la potencia firme asignada y, en su caso, aportar dicha potencia

mediante su participación efectiva en los mercados diario, intradiario y de balance.

4. 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, al igual que el resto de generadores conectados al sistema eléctrico. El operador del sistema analizará la compatibilidad de las indisponibilidades programadas con la seguridad de suministro.

Los proveedores del servicio de cualquiera de las 3 categorías definidas en el artículo 2.1, son responsables de que sus indisponibilidades, programadas y sobrevenidas, no les impidan cumplir con la potencia firme asignada en las subastas, en el promedio anual de las horas de estrés.

5. El proveedor del servicio 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.

6. El proveedor del servicio titular de una instalación que pertenezca a la modalidad definida en el artículo 2.1.c), debe enviar antes del día 15 de cada mes sus programas de consumo horario previstos para el mes siguiente.

El proveedor puede actualizar estos programas en cualquier momento, salvo en el intervalo de tiempo comprendido desde que el operador del sistema envía una solicitud de activación del servicio de capacidad hasta la finalización de la misma.

## **Artículo 22. 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 sujetos prestadores 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 los procedimientos de operación.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá aquellos casos en que exista discrepancia sobre el cumplimiento de la solicitud de activación del servicio por parte del proveedor del servicio. A estos efectos, el proveedor del servicio afectado y el operador del sistema pondrán a disposición de dicha Dirección General la información que sea requerida.

3. El operador del sistema verificará también el cumplimiento de los restantes requisitos y obligaciones, aplicando para ello lo establecido en los procedimientos 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 facultades de resolución, comprobación e inspección otorgadas al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en esta orden y de las competencias de supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

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 E INCUMPLIMIENTOS**

### **Artículo 23. Régimen de inspección.**

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia inspeccionará 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 Dirección General de Política Energética y Minas 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.

### **Artículo 24. 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 de 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 25.

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 19 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.

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 comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la emisión de avisos de situaciones de estrés en el sistema, de acuerdo con lo que se establezca en los procedimientos de operación de aplicación al servicio de capacidad.

6. Los distribuidores, comercializadores y titulares de las instalaciones, remitirán al operador del sistema la información necesaria para la liquidación y facturación del servicio, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente.

7. El operador del sistema publicará la información sobre asignación y uso efectivo del servicio de capacidad que se establezca en los correspondientes procedimientos de operación.

**Artículo 25. Incumplimiento de las obligaciones asociadas a la prestación del servicio de capacidad.**

1. En caso de que los proveedores de capacidad asignados en la subasta no respeten sus obligaciones de provisión de capacidad de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación de aplicación al servicio de capacidad, 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) Se distinguirán entre penalizaciones graves y muy graves. La consideración de una u otra penalización dependerá de la naturaleza del incumplimiento.
- c) Las penalizaciones graves supondrán la pérdida de la retribución mensual, más un recargo de conformidad con el apartado e).
- d) Las penalizaciones muy graves supondrán la pérdida de la retribución anual más un recargo de conformidad con el apartado e).
- e) Las penalizaciones podrán incorporar un recargo que, con carácter general, se fijará como un porcentaje respecto del precio máximo de la potencia firme que resultase adjudicada en la modalidad de subasta convocada en cada caso.
- f) La valoración del incumplimiento distinguirá entre fallos en pruebas, indisponibilidades programadas e indisponibilidades programadas. A

su vez, en la valoración del incumplimiento se tendrá en cuenta la reincidencia de la actuación correspondiente, así como la intensidad del incumplimiento, valorada en función de las necesidades de potencia firme en el momento del efectivo incumplimiento por parte del proveedor del servicio de capacidad.

#### **Artículo 26. 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 ante situaciones de estrés en el sistema comunicadas por el operador del sistema se establecerán en los procedimientos de operación de aplicación al servicio de capacidad.

#### **Artículo 27. Desistimiento de la prestación del servicio**

El desistimiento de la prestación del servicio, tras resultar asignado en una subasta, conllevará la pérdida de la retribución para el periodo y la imposibilidad de participar en las sucesivas subastas que se convoquen en el marco de este mercado de capacidad, en cualquiera de las modalidades de subasta definidas en esta orden.

La cesión o traspaso de los derechos y obligaciones relativos al servicio de capacidad al que hace referencia el artículo 19 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 28. Financiación del servicio.**

1. El coste anual derivado del mercado de capacidad será financiado por todos los consumidores de energía eléctrica, 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 para la financiación del mercado de capacidad se corresponde con la retribución percibida por todos los proveedores del servicio de capacidad que resulten de las subastas de capacidad celebradas, de conformidad con el artículo 18.
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 29. 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 únicamente 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 30. Facturación.**

1. Para la facturación del mercado 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:

El término de facturación por energía activa consumida, expresado en euros, será el sumatorio resultante de multiplicar el precio del término 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 del término de energía del periodo horario *p* (€/kWh), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 31.

*Ep*: Energía consumida o estimada en el período horario *p* (kWh), elevada a barras de central.

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

**Artículo 31. Cálculo de los precios unitarios del término de energía de aplicación a la financiación del servicio de capacidad.**

1. La determinación del término de facturación 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<sub>i</sub>*. Este índice de cobertura se calcula como el cociente entre la potencia máxima del sistema y la potencia demandada en cada una de las horas.

c) El coste del servicio de capacidad para cada hora, *CSC<sub>i</sub>*, se determina del siguiente modo:

$$CSC_i = CTSC \times \frac{\frac{1}{(IC_i + 1)}}{\sum_{n=1}^{n=8760} \frac{1}{(IC_n + 1)}}$$

Donde:

*CSC<sub>i</sub>*= Coste del servicio de capacidad para cada hora *i*, expresado en euros.

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

*IC<sub>i</sub>*= Índice de cobertura para cada hora *i*, de conformidad con lo establecido en el apartado c).

d) Se realiza un reparto del coste del servicio de capacidad para cada hora, *CSC<sub>i</sub>*, entre los distintos segmentos tarifarios en función de las curvas de carga del último

ejercicio cerrado disponible, 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, antes de cada ejercicio, una estimación del coste total del servicio de capacidad, así como los valores que permitan determinar el término de facturación en cada periodo horario, de conformidad con el apartado 1.

### **Disposición adicional única. Revisión del mercado de capacidad**

De conformidad con lo establecido en el artículo 21 del Reglamento 943/2019, de 5 junio de 2019, relativo al mercado interior de electricidad, el mercado de capacidad establecido en esta orden deberá revisarse tan pronto se vea alterada cualquiera de las condiciones de cobertura de la demanda que justifican la constitución de un mecanismo de capacidad en el sistema eléctrico peninsular. En cualquier caso, en un plazo inferior a diez años desde la aprobación de esta orden, el marco normativo del mercado de capacidad será objeto de revisión.

### **Disposición transitoria única. Celebración de subastas extraordinarias.**



1. Hasta que los proveedores del servicio de capacidad que hayan resultado adjudicatarios en cualquiera de las modalidades de subasta establecidas en esta orden inicien el primer periodo de prestación del servicio por la potencia firme asignada, podrán celebrarse subastas extraordinarias que permitan garantizar la disponibilidad de potencia firme en el sistema eléctrico peninsular.

2. La resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía que convoque estas subastas transitorias recogerá todos los aspectos relativos a la subasta, de conformidad con el artículo 11, incluyendo el plazo máximo desde la asignación del servicio hasta el inicio del periodo de entrega asociado a la subasta.

3. El periodo de prestación del servicio de las subastas extraordinarias será de 12 meses.

**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. Mandato al operador del sistema.**

1. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de esta orden, el operador del sistema presentará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de Reglas de Subasta para el Mercado de Capacidad y una propuesta de Procedimientos de Operación de aplicación al servicio de capacidad.

2. La propuesta de Procedimientos de Operación de aplicación que se remitirá incluirá, al menos, los siguientes procesos:

- a) Metodología para la determinación de la ratio de firmeza por tecnología. La metodología para la determinación de la ratio de firmeza por tecnología tendrá en cuenta lo establecido en el artículo 3.c).
- b) Obligaciones de los proveedores del servicio de capacidad.
- c) Utilización del servicio en las situaciones de estrés del sistema.
- d) Verificación del cumplimiento del servicio.
- e) Penalizaciones y esquema de pruebas.
- f) Procedimiento de traspaso de los derechos y obligaciones asociados al servicio de capacidad.

**Disposición final segunda. Entrada en vigor.**

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