



Proyecto de orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español

Enero 2025



Resumen ejecutivo

01

La propuesta regulatoria prevé la celebración de distintos tipos de subastas de capacidad para garantizar la cobertura de la demanda de energía eléctrica

- Subastas de capacidad principal: tienen como objetivo cubrir necesidades estructurales a largo plazo, con periodos de prestación que se inician en un máximo de 5 años y permiten la participación de instalaciones existentes, nuevas inversiones y demanda, con plazos de hasta 15 años según la tecnología.
- Subastas de ajuste: tienen como objetivo resolver desvíos puntuales o necesidades imprevistas que no se hayan podido cubrir con las subastas principales, movilizandose a capacidad reducida y limitándose a instalaciones existentes, con plazos de entrada y prestación de 12 meses.
- Subastas transitorias: tienen como objetivo asegurar la cobertura del sistema durante el periodo de transición hacia la implementación total del mercado, con un plazo de entrada y prestación limitado también a 12 meses.

02

Desarrollo y resultado de la subasta

- Las subastas se ordenan mediante un procedimiento competitivo a sobre cerrado.
- Los participantes deben presentar solicitudes con documentación técnica que certifique permisos de acceso, un mínimo de bloques de 1 MW, y el cumplimiento de límites de emisiones (550 gr. CO2/kWh para instalaciones existentes).
- Las ofertas se ordenan por precio, tomando aquellas que cumplen los criterios técnicos y financieros, hasta cubrir la capacidad requerida. El mecanismo de pago del servicio es según el precio de la oferta seleccionada (Pay as bid).
- Se podrán ceder o traspasar los derechos y las obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad.

03

Financiación del servicio de capacidad

- El coste anual es financiado por los comercializadores de energía eléctrica mediante precios unitarios, que serán actualizados anualmente por orden ministerial con el fin de cubrir los costes necesarios.

Subastas de capacidad

El proyecto de orden prevé la celebración de tres tipos de subastas, destacando la Subasta de Capacidad Principal, que presenta las siguientes características:

Período de prestación del servicio

Una vez adjudicada la subasta, el servicio debe comenzar a prestarse a más tardar en 5 años. Durante el período de prestación, la unidad está obligada a mantener la potencia firme comprometida.

Justificación de la necesidad de capacidad

Al menos uno de los años incluidos en el período de prestación del servicio debe coincidir con un año en el que exista un problema de cobertura, esto es, un riesgo real de que la demanda no pueda cubrirse con la capacidad disponible.

Nuevas inversiones con plazo ampliado (hasta 9 años)

Excepcionalmente, la convocatoria de la subasta podrá establecer un cupo de potencia destinado a nuevas inversiones. Estas instalaciones dispondrán de un plazo de hasta 9 años desde la adjudicación para comenzar la prestación del servicio de capacidad. No obstante, si el proyecto se completa antes de esos 9 años, el promotor puede iniciar la prestación del servicio antes de vencer ese plazo.

	Consideración (Existente o Nueva)	Período de prestación del servicio
Instalaciones existentes	Existentes (autorización previa a la convocatoria)	12 meses
Nuevas inversiones	Nuevas inversiones (sin autorización previa a la convocatoria)	Hasta la mitad de su vida útil, con un máximo de 15 años
Instalaciones de demanda	Existentes o nuevas (homogeneidad dentro de una misma agregación)	Entre 1 y 10 años, a elección del participante

Los otros dos tipos de subastas previstas son complementarias a la principal: las subastas de ajuste y las subastas transitorias

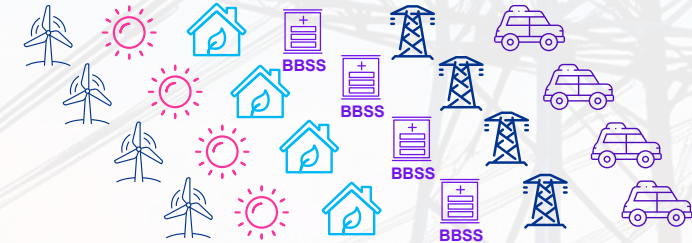
Presente

Para resolver los problemas de cobertura hasta la prestación del servicio, según la subasta principal, se prevé la celebración de subastas transitorias...



Futuro

... mientras que para resolver problemas de cobertura que no hayan sido resueltos con las subastas de capacidad principal se prevé la celebración de subastas de ajuste.



Subasta de capacidad transitoria

- Objetivo: cubrir necesidades durante el período de transición.
- Participantes: instalaciones existentes y nuevas inversiones.
- Plazo de entrada: hasta 12 meses desde la adjudicación.
- Plazo de prestación: 12 meses.



Subasta de capacidad de ajuste

- Objetivo: corregir desvíos o necesidades puntuales.
- Capacidad: movilizarán una capacidad firme reducida en relación con las subastas principales.
- Participantes: instalaciones existentes.
- Plazo de entrada: hasta 12 meses desde la adjudicación.
- Plazo de prestación: 12 meses.

Características principales del diseño de la capacidad de las subastas

A

Coeficiente de firmeza

- Antes de la convocatoria de la subasta, el Operador del Sistema envía un informe con las condiciones técnicas y coeficientes de firmeza a la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Solo participan aquellas tecnologías que tengan un coeficiente de firmeza definido.
- Considera factores intrínsecos y extrínsecos de cada tecnología, su historial de aporte firme y condiciones futuras (clima, recurso hídrico, etc.).

B

Curva de potencia firme requerida

- Se determinan las necesidades de potencia firme para el horizonte de la subasta.
- Puede fijarse un precio máximo por debajo de cierto umbral de cantidad de energía.
- Se basa en pares (MW, €/MW), calculando el precio según las horas no suministradas y el valor de carga perdida (VoLL).
- Debe haber mínimo 3 pares como punto de salida de la subasta.
- Con carácter general, se corresponde con el primer año del período de prestación para la subasta de capacidad principal.

C

Producto a subastar

- Potencia firme en MW.
- Precio por unidad de potencia firme en €/MW y año.
- La Secretaría de Estado de Energía convoca la subasta, publicando la resolución y las reglas de la misma.
- Antes de la aprobación de la Resolución, el Operador del Sistema aporta coeficientes de firmeza, períodos de prestación por tecnología de referencia y otras condiciones técnicas.

Esquema del procedimiento de subastas

Requisitos y formalización para la participación en las subastas de capacidad

	Aspecto	Descripción
Habilitación para la participación en la subasta	1 Solicitud de participación	- Presentada por el titular de la instalación o representante en el mercado.
	2 Detalles requeridos	- Identificación inequívoca de la instalación. - Número de bloques de oferta (mínimo de 1 MW cada uno). - Cálculo de la potencia firme en función de coeficientes de firmeza.
	3 Documentación adjunta	- Permisos de acceso y conexión. - Certificación de cumplimiento de límites de emisiones (550 gr. CO₂/kWh para instalaciones existentes). - Declaración de flexibilidad superior al umbral establecido.
Adhesión al marco legal	4 Evaluación de solicitudes	- El Operador del Sistema revisa documentación y verifica cumplimiento. - Emite informe al Ministerio con resultados y comunica los agentes habilitados en un plazo máximo de 4 semanas.
	5 Paso obligatorio	- Una vez habilitados, los titulares de las instalaciones deben formalizar su adhesión al marco legal definido en las Reglas de Subasta del Mercado de Capacidad, dentro de los plazos establecidos.
	6 Implicaciones	- Los titulares se comprometen a cumplir con las condiciones técnicas, económicas y operativas del servicio definidas en la orden y el procedimiento de subasta. - En caso de resultar adjudicatarios, están obligados a prestar el servicio de capacidad según lo acordado en la subasta.

Procedimiento técnico y validación de las subastas de capacidad en el mercado eléctrico

	Aspecto	Descripción
Desarrollo del procedimiento de subasta	1 Método de subasta	- Subasta a sobre cerrado con mecanismo de pago según oferta.
	2 Presentación de ofertas	- Expresadas en €/MW firme y año, sin decimales. - Consistencia con la potencia firme calculada a partir de los coeficientes de firmeza.
	3 Ordenación de ofertas	- De menor a mayor valor económico.
	4 Selección de ofertas	- Hasta alcanzar el punto de corte con la curva de potencia firme requerida.
Resultado de la subasta y precio de adjudicación	5 Validación del resultado	- Realizada por la CNMC. - Confirmación de que el proceso fue objetivo, transparente y competitivo. - Informe remitido a la Secretaría de Estado de Energía.
	6 Precio de adjudicación	- Publicación de la Resolución de la subasta en el «Boletín Oficial del Estado». - Anulación en caso de invalidez.
	7 Cesión del servicio de capacidad*	- Se podrán ceder o traspasar los derechos y las obligaciones asociados a la prestación del servicio de capacidad. - Esta cesión no podrá suponer una reducción de la potencia firme asignada.

* 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.

Financiación del servicio de capacidad

Principios generales de la financiación del servicio de capacidad

Principios generales

1. El **coste anual** derivado del servicio de capacidad será **financiado por los comercializadores** de energía eléctrica, 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.
3. Los precios unitarios serán actualizados mediante Orden Ministerial. 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 período.

Estructura de los precios unitarios

**01**

Los precios unitarios se diferencian según segmentos tarifarios y períodos horarios y consta de un término de energía.

02

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 CNMC.

03

Los períodos horarios de cada segmento tarifario, según el artículo 7 de la Circular 3/2020, son los mismos que los de su peaje de transporte o distribución.

Financiación y liquidación del servicio de capacidad

Liquidación del servicio de capacidad

Para la liquidación de la financiación del servicio de capacidad se define un término de **facturación por energía activa consumida**, a partir de:

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

Donde:

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

Tep: Precio unitario del período horario *p* (€/kWh).

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

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

Si el operador del sistema no dispone de la medida de energía consumida desagregada por segmento tarifario y período horario, se realizará una liquidación provisional basada en la mejor estimación. Los detalles se establecerán en el procedimiento de operación aplicable al servicio de capacidad.

* Para elevar la energía consumida en barras de central, se aplicarán las pérdidas del artículo 11 de la Circular 3/2020 y los factores *k* calculados por el Operador del Sistema según la Disposición Adicional cuarta del Real Decreto 216/2014.

** Con carácter general, corresponderán a la suma de las horas de los períodos P1 y P2 del segmento 2.0TD según el artículo 7.3 de la Circular 3/2020. La Orden de actualización podrá ajustar este número según la metodología establecida.

Precio Unitario

1. Para cada ejercicio, se partirá del coste previsto asociado al servicio de capacidad, *CTSC*, en euros.
2. Se determina el índice de cobertura horario (*ICi*) dividiendo la potencia firme total entre la demanda horaria, (datos del último año móvil).
3. El coste del servicio de capacidad para cada hora *i*, *CSCi*:

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

Donde:

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

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

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

Ht = Número de horas totales entre las que se repartirá el coste total del servicio**.

4. El coste del servicio de capacidad horario (*CSCi*) se distribuye entre segmentos tarifarios según su consumo horario, ajustado por pérdidas, obteniendo el coste por hora y segmento (*CSCti*).
5. Se agrupan los valores asociados al coste del servicio de capacidad para cada hora por período horario, obteniendo un coste de servicio de capacidad por segmento tarifario y período horario, *CSCtp*.
6. Se obtiene el término de facturación por período horario, el cual se calcula dividiendo el coste del servicio de capacidad por segmento y período entre la energía suministrada, elevada a barras de central.



Contactos

Eduardo González

Socio responsable de Energía y Recursos Naturales de KPMG en España

T: 660 380 253

M: eduardog@kpmg.es

Nuria Rodríguez

Senior manager de Energía y Recursos Naturales de KPMG en España

T: 616 297 798

M: nrodriguez@kpmg.es

Carlos Solé

Senior advisor de KPMG en España

T: 91 456 34 00

M: csole1_extcolab@kpmg.es

Rubén Martín

Senior manager del área de Energía y Regulación de KPMG en España

T: 619 087 528

M: rubenmartin2@kpmg.es



[kpmg.es](https://www.kpmg.es)

La información aquí contenida es de carácter general y no va dirigida a facilitar los datos o circunstancias concretas de personas o entidades. Si bien procuramos que la información que ofrecemos sea exacta y actual, no podemos garantizar que siga siéndolo en el futuro o en el momento en que se tenga acceso a la misma. Por tal motivo, cualquier iniciativa que pueda tomarse utilizando tal información como referencia, debe ir precedida de una exhaustiva verificación de su realidad y exactitud, así como del pertinente asesoramiento profesional.

KPMG y el logotipo de KPMG son marcas registradas de KPMG International Limited, sociedad inglesa limitada por garantía.

© 2025 KPMG Asesores S.L., sociedad española de responsabilidad limitada y firma miembro de la organización global de KPMG de firmas miembro independientes afiliadas a KPMG International Limited, sociedad inglesa limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

Document Classification: KPMG Public