

INFORME SOBRE EL PROYECTO DE ORDEN POR LA QUE SE CREA UN MERCADO DE CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Expediente Nº: IPN/CNMC/011/21

PLENO

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D^a. María Ortiz Aguilar

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D^a. María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 22 de julio de 2021

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el *'Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español'*, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2.a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

Contenido

1	ANTECEDENTES	3
2	DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA	3
3	CONSIDERACIONES GENERALES	7
3.1	Los mecanismos de capacidad en el Reglamento (UE) 2019/943	7
3.2	Posibilidad de realizar un cierre temporal o definitivo	9
3.3	Características de las subastas	10
3.4	Definición de la situación de estrés	11
3.5	Obligaciones sobre la disponibilidad potencia firme asignada	12
3.6	Obligaciones sobre disponibilidad en el promedio anual de las horas de estrés	13
3.7	Obligaciones para la demanda	13
3.8	Ratios de firmeza	15
3.9	Período de prestación del servicio	16
3.10	Requisito a acreditar por las instalaciones: no recibir régimen retributivo específico para la habilitación a la subasta	16
3.11	Financiación por parte de los consumidores	16
4	CONSIDERACIONES PARTICULARES	17
4.1	Ámbito de aplicación	17
4.2	Requisitos que deben acreditar los titulares de instalaciones existentes para la habilitación a la subasta	17
4.3	Requisitos que deben acreditar los titulares de instalaciones nuevas para la habilitación a la subasta	18
4.4	Participación de instalaciones nuevas en el mecanismo	19
4.5	Obligación de información a la CNMC	19
4.6	Pruebas para comprobar la disponibilidad de las instalaciones	19
4.7	Activación del servicio	20
4.8	Financiación de los pagos por capacidad	20
5	CONCLUSIÓN	22
6	ANEXO 1: ANÁLISIS DE NIVEL DE COMPETENCIA EN LA SUBASTA DE AJUSTE [CONFIDENCIAL]	24
7	ANEXO 2: ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA DE FINANCIACIÓN DEL MERCADO DE CAPACIDAD	25

8 ANEXO 3: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD	29
9 ANEXO 4: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD	30

1 ANTECEDENTES

El 23 de abril de 2021 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe el “*Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español*” (Proyecto), acompañado de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

Con fecha 23 de abril de 2021 y teniendo en consideración lo previsto en la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días hábiles a contar desde la recepción de la documentación. Las respuestas recibidas se adjuntan como Anexo 4 a este informe.

2 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA

El Proyecto tiene por objeto crear un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español, regulando el conjunto de principios que lo presiden, así como los requisitos, derechos y obligaciones asociados a los proveedores del servicio de capacidad.

De acuerdo con la MAIN, este mercado es necesario para garantizar la seguridad de suministro, ya que actuará como instrumento para el fomento de la inversión en potencia firme, la cual estará disponible para la cobertura de la demanda en los momentos de estrés del sistema. La necesidad de potencia firme, indica la MAIN, deriva a su vez de la masiva penetración de renovables en el mix eléctrico, prevista, de acuerdo con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones a los que se ha comprometido el Reino de España. Basar la producción eléctrica en instalaciones de tipo renovable introducirá ciertos riesgos en la seguridad del suministro, provocados principalmente por la variabilidad e intermitencia de la disponibilidad de recurso primario. Además, argumenta la MAIN, otras tecnologías que actualmente aportan firmeza al sistema, verán reducida su producción, así como el precio al que esta se retribuye, en los próximos años, como consecuencia de la entrada de renovables con bajo coste variable, lo que no solo desincentivará nueva inversión en estas tecnologías de punta, sino que incentivará la

desinversión en las instalaciones existentes, que no podrían recuperar sus costes fijos de operación y mantenimiento. Por ello, concluye la MAIN que los compromisos de penetración de renovables se deben acompañar de otros instrumentos, como el propuesto, para garantizar la seguridad del suministro.

Respecto al marco regulatorio de aplicación, la MAIN indica que el Proyecto respeta los principios regulados establecidos en el capítulo IV del Reglamento (UE) 943/2019, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la electricidad, sobre mecanismos de capacidad. En particular, en lo relativo a la provisión basada en mecanismos de mercado y la neutralidad tecnológica, puesto que será de aplicación a los titulares de instalaciones tanto de generación, como de almacenamiento o demanda, sin perjuicio de que se consideren distintos ratios de firmeza aplicables a cada tecnología según disponibilidad y fiabilidad, y la asignación se llevará a cabo mediante un proceso de subasta. También en cumplimiento del citado reglamento, la MAIN prevé acompañar el mecanismo de un análisis de la seguridad de suministro, basado en la metodología establecida en la Decisión N° 24/2020 de ACER, sobre análisis de cobertura a medio y largo plazo, lo que además dará un carácter temporal al mecanismo. Asimismo, concluye la MAIN, se contemplarán otras metodologías adoptadas por ACER, en concreto: la Decisión N° 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).

El Proyecto propone un modelo en forma de mercado de capacidad en el que 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 para asegurar la garantía del suministro. De esta forma, según indica la MAIN, 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. Y para conseguir la participación de tecnologías de despliegue incipiente y/o renovaciones de instalaciones existentes, 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.

El proyecto consta de una exposición de motivos y una parte dispositiva con seis capítulos, treinta y un artículos, una disposición adicional, una disposición transitoria, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.

El **capítulo I** contiene las disposiciones generales y está formado por cuatro artículos.

El **artículo 1** de la orden fija el objeto de la norma, que corresponde con 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.

El **artículo 2** establece el ámbito de aplicación, de tal forma que la norma resultará de aplicación a los proveedores del servicio de capacidad (tanto si estos son generadores, titulares de instalaciones de almacenamiento o demanda) así como al operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A., en todo aquello que le resulte de aplicación.

El **artículo 3** establece la definición de un conjunto de conceptos que son empleados en el texto normativo: potencia firme, ratio de firmeza, análisis de cobertura, etc.

El **artículo 4** regula los principios generales del mercado de capacidad, que son los establecidos por el Reglamento (UE) 2019/943.

El **capítulo II** crea y regula el mercado de capacidad y está compuesto de dos artículos.

El **artículo 5** establece la creación del mercado de capacidad, así como las obligaciones que se derivan para los proveedores de este servicio y para el operador del sistema. Este último ha de remitir una propuesta de Procedimientos de Operación que incluya, entre otros, la metodología para la determinación de la ratio de firmeza por tecnología, la utilización del servicio en las situaciones de estrés del sistema, la verificación del cumplimiento del servicio o las penalizaciones y un esquema de pruebas.

El **artículo 6** regula el denominado análisis de cobertura, que realizará el operador del sistema a solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas o, a iniciativa propia, indicándose que se llevará a cabo siguiendo la metodología establecida en la Decisión N° 24/2020 de ACER.

El **capítulo III** regula el mecanismo de subasta y consta de 4 secciones con 3, 1, 7 y 2 artículos, respectivamente.

Los artículos de la sección 1ª describen las generalidades del mecanismo. El **artículo 7** establece el producto a subastar, que corresponde con la potencia firme, expresada en MW, y la variable de oferta, el precio por unidad de potencia firme, expresado en euros/MW y año.

El **artículo 8** regula las modalidades de subasta que puede convocar la Secretaría de Estado de Energía, que básicamente son dos:

- Subasta de capacidad principal, con un periodo de “carencia” máximo de 5 años, y un periodo de prestación del servicio de 1 o 5 años, dependiendo de si se trata de instalaciones existentes o nuevas instalaciones.
- Subasta de capacidad de ajuste, con un periodo de carencia máximo de 12 meses, y un periodo de prestación del servicio de 12 meses. Estas subastas 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.

El **artículo 9** establece una obligación al operador del sistema de remitir, a petición de la Dirección General de Política Energética y Minas, un informe previo a la convocatoria de subastas sobre las condiciones técnicas para la participación, incluyendo las ratios de firmeza.

El **artículo 10**, que constituye la sección 2ª, establece los requisitos a acreditar por parte de los titulares de instalaciones para la habilitación a la subasta.

Los artículos de la sección 3ª regulan el procedimiento de subasta. El **artículo 11** determina el contenido mínimo de las resoluciones de convocatoria de subasta que se celebren. Entre otros aspectos, se destacan: la fecha de celebración de la subasta y su calendario, el cupo del producto a subastar, o el precio de reserva (precio máximo para la subasta).

El **artículo 12** fija el proceso de habilitación para la participación en la subasta, mientras que el **artículo 13** establece la adhesión al marco legal de los titulares de instalaciones habilitados en virtud del artículo anterior.

Los **artículos 14 y 15** detallan el desarrollo del procedimiento de subasta y el resultado de la misma, así como el precio de adjudicación. Se establece una retribución del tipo pay-as-bid, puesto que cada instalación adjudicada percibirá el importe de la oferta presentada en la subasta.

Por su parte, los **artículos 16 y 17** atribuyen al operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A y a la CNMC, las funciones de entidad administradora de la subasta y la entidad supervisora de la subasta, respetivamente.

Los **artículos 18 y 19** de la sección 4ª regulan, respectivamente, la retribución y liquidación del servicio de capacidad (que se basa en una retribución mensual fija en función de la potencia firme adjudicada y su precio de puja) y la posible cesión de los derechos y obligaciones asociados al servicio.

El **capítulo IV** del proyecto de orden, que aglutina los **artículos 20, 21 y 22**, regula aspectos relativos a la prestación del servicio de capacidad como son: la activación del servicio, las obligaciones para la efectiva prestación del servicio y la verificación de la prestación del servicio.

El **capítulo V** establece, en sus cinco artículos, el régimen de inspección e incumplimientos.

El **artículo 23** regula el régimen de inspección del servicio, atribuyendo a la CNMC las funciones correspondientes a dicha labor. Mientras el **artículo 24** impone determinadas obligaciones de información tanto a los proveedores del servicio de capacidad como al operador del sistema.

El **artículo 25** regula aspectos relativos al efecto del incumplimiento de las obligaciones asociadas a la prestación del servicio de capacidad, fijando una serie de principios generales que deberán preservarse en el procedimiento de operación que detalle el sistema de penalizaciones asociadas a dicho incumplimiento.

Por último, los **artículos 26 y 27** establecen, respectivamente, las condiciones de inhabilitación para la prestación del servicio y el desistimiento de la prestación del servicio, que conllevará la pérdida de la retribución para el periodo y la imposibilidad de participar en las sucesivas subastas que se convoquen.

El **capítulo VI** del proyecto de orden, que incluye los **artículos 28, 29, 30 y 31** regula el mecanismo de financiación del mercado de capacidad, cuyo coste anual se establece que sea soportado por todos los consumidores de energía eléctrica.

La **disposición adicional única** prevé la 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, tan pronto se vea alterada cualquiera de las condiciones de cobertura de la demanda que justifican su constitución. Y, en todo caso, en un plazo inferior a diez años desde la aprobación de la orden.

La **disposición transitoria única** establece unas subastas extraordinarias que se convocarán hasta que entre en vigor el periodo de prestación del servicio correspondiente a la primera subasta principal celebrada.

En la **disposición final primera** se establece un mandato al operador del sistema para remitir una propuesta de procedimientos de operación, y en la **disposición final segunda** se fija la entrada en vigor al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

3 CONSIDERACIONES GENERALES

3.1 Los mecanismos de capacidad en el Reglamento (UE) 2019/943

El artículo 6 del Proyecto establece que, a solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, o a iniciativa propia, el operador del sistema detectará e informará sobre las necesidades de capacidad firme en el sistema eléctrico peninsular, siguiendo la metodología establecida en la Decisión N° 24/2020 de ACER, que define la metodología de análisis de cobertura a medio y largo plazo, realizando las adaptaciones que resulten oportunas al sistema eléctrico peninsular.

A este respecto, conviene recordar lo establecido en el Capítulo IV del Reglamento 2019/943. En el Reglamento se establecen los pasos a dar antes del establecimiento de un mecanismo de capacidad basándose en el análisis europeo de cobertura a que se refiere el artículo 23, pudiéndose complementar este estudio con análisis nacionales de cobertura con arreglo al artículo 24.

La metodología correspondiente al análisis de cobertura europeo, aprobada por ACER en la Decisión N° 24/2020, pendiente de implementación, dará como resultado el cálculo por parte de ENTSOE de un análisis de cobertura a nivel europeo que tendrá en cuenta distintos aspectos, incluidos los aspectos

económicos de viabilidad de los activos de generación¹, y servirá como punto de partida para la identificación de problemas de cobertura que podrían ser objeto de ser corregidos mediante mecanismos de capacidad. Este análisis europeo puede ser complementado por análisis nacionales por parte de los TSOs de cada estado miembro, teniendo en cuenta sensibilidades adicionales atendiendo a particularidades a nivel nacional, así como datos o información adicional. Si el análisis nacional detectase un problema de cobertura no detectado en el análisis europeo, dicha divergencia debe ser debidamente motivada, así como publicada y remitida a ACER que emitirá un dictamen indicando si las diferencias están debidamente justificadas.

Por lo tanto, sería conveniente modificar la redacción del artículo 6 del Proyecto para recoger en el texto la necesidad de llevar a cabo el análisis de cobertura europeo, sin perjuicio de la realización adicional de un análisis de cobertura nacional como los que se indican. Además, sería conveniente que la redacción del Proyecto fuera revisada de tal forma que el resultado del análisis de cobertura, en el caso de detectar un problema de seguridad, suponga el punto de partida para la articulación del presente mercado de capacidad.

Adicionalmente, es oportuno señalar que el Reglamento incluye requisitos previos a implantar un mecanismo de capacidad a aquellos estados miembros en los que se hayan detectado problemas de cobertura, como un plan de ejecución de medidas destinadas a eliminar deficiencias en el mercado (artículo 20.3), el necesario análisis de una reserva estratégica previo a aplicar un tipo de mecanismo de capacidad diferente (artículo 21.3) y el necesario dictamen de la Comisión Europea con anterioridad a la introducción de mecanismos de capacidad (artículo 21.5).

Por último, el Reglamento también incluye requisitos para evaluar el impacto de los mecanismos de capacidad introducidos en los Estados Miembros vecinos (artículo 21.2) y deben estar abiertos a la participación transfronteriza en los mismos (Artículo 26 y Decisión de ACER N° 36-2020 sobre participación transfronteriza en mecanismos de capacidad), por lo que el Proyecto debería recoger entre los principios generales del mecanismo de capacidad (artículo 4 del Proyecto), la participación transfronteriza.

Por otro lado, para establecer la cantidad de capacidad adquirida en el mecanismo de capacidad, no solo es necesario realizar un estudio de cobertura, sino que también es necesario, tal y como se indica en la exposición de motivos del Proyecto, el cálculo de un estándar de fiabilidad, como se recoge en el artículo 25 del Reglamento 2019/943, cuya metodología de cálculo ha sido aprobada por ACER en su Decisión N°23-2020, requiriéndose para ello el cálculo del Valor de la carga perdida (Value of Lost Load, o VoLL) y del coste de los nuevos entrantes

¹ Artículo 6 de la metodología de análisis de cobertura europeo, Anexo I de la Decisión N°24-2020

(Cost of new entry, o CONE)², por lo que el Proyecto también debería ser completado en este sentido.

3.2 Posibilidad de realizar un cierre temporal o definitivo

El mercado de capacidad tiene como objetivo la disponibilidad de capacidad firme durante los periodos de estrés. Para ello, de acuerdo con el Proyecto, el operador del sistema debe realizar un análisis de cobertura de nudo único que permita evaluar el riesgo de déficit de cobertura y la necesidad de potencia a subastar. A resultas de dicho análisis de cobertura habrá centrales de generación con obligación a estar disponibles, y participar en el mercado de energía, en cantidad suficiente para garantizar la cobertura de la demanda y centrales que no tengan obligación de estar disponibles.

Esto implica que los titulares de las instalaciones de la modalidad definida en el art. 2.1 a) que no resulten adjudicatarias en los procesos de concurrencia competitiva que desarrolla esta orden deberían poder optar por un cierre temporal o definitivo de estas instalaciones, sin perjuicio, en cualquier caso, de su autorización administrativa previa y del informe del operador del sistema en el que se consigne posibles afecciones del cierre a la seguridad de suministro todo ello, según lo previsto en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico³.

En este sentido, con el fin de respetar la libertad de cierre contemplada en el artículo 3 del Reglamento (UE) 2019/943, según el cual las normas del mercado deben permitir la entrada y salida de empresas de generación de electricidad en función de su evaluación de la viabilidad económica, debería acompañarse la tramitación de este Proyecto con el procedimiento correspondiente que facilitara la autorización de cierre, de tal forma que pudieran abordarse este proceso de manera ágil y no interfiriese el retraso en las correspondientes autorizaciones con

² De acuerdo con el Artículo 25 del Reglamento (UE) 2019/943, “*el estándar de fiabilidad indicará de forma transparente el nivel necesario de seguridad del suministro del Estado miembro. [...] El estándar de fiabilidad se calculará usando al menos el valor de carga perdida y el coste de la entrada de nuevas empresas durante un horizonte temporal determinado y se expresará como «previsiones de energía no suministrada» [...] Al aplicar mecanismos de capacidad, los parámetros para determinar la cantidad de capacidad adquirida en el mecanismo de capacidad deberán ser aprobados por el Estado miembro o una autoridad competente designada por el Estado miembro sobre la base de la propuesta de la autoridad reguladora.*”

³ Artículo 53.5 de la Ley 24/2013. “La transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo. El titular de la instalación tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de la misma tras el cierre definitivo, salvo que la autorización administrativa de cierre definitivo permita lo contrario. En todo caso, el cierre definitivo de instalaciones de generación requerirá el informe del operador del sistema en el que se consignarán las posibles afecciones del cierre a la seguridad de suministro y en el que se deberá pronunciar motivadamente si éste resulta posible sin poner en riesgo la seguridad de suministro.”

el resultado del mecanismo de capacidad. Para ello, sería útil si el informe del operador del sistema sobre necesidades de capacidad firme al que se refiere el artículo 6 del Proyecto, pudiera agilizar de alguna manera el procedimiento de cierre de las instalaciones que lo soliciten⁴.

3.3 Características de las subastas

El artículo 14 establece que el proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta de sobre cerrado, conforme a un mecanismo de pago según oferta, lo que se conoce en la literatura académica como subasta discriminatoria o de “pay as bid”.

Se considera adecuado el mecanismo propuesto dado que en las subastas pueden participar instalaciones de generación, almacenamiento o demanda, con costes para proveer el servicio de capacidad muy diferentes, siendo la incertidumbre sobre el precio para los participantes menor con este mecanismo que con una subasta uniforme.

En ausencia de incertidumbre y en competencia perfecta, los dos mecanismos de subasta (subasta uniforme y subasta tipo “pay-as-bid”), proporcionarían el mismo resultado, si bien las pujas realizadas por los postores serían diferentes⁵. En este sentido, no existe un mecanismo de subasta óptimo de manera general; dependerá del contexto de competencia en el que se celebre la subasta y/o de las características del producto subastado. No obstante lo anterior, cuando se puja en una subasta “pay as bid” los participantes no tienen incertidumbre sobre el precio si resultan adjudicatarios, mientras que sí tienen incertidumbre sobre el resultado cuando pujan en una subasta uniforme.

Respecto a la disyuntiva entre subasta de sobre cerrado y abierta de reloj, las subastas de reloj serían más adecuadas en aquellos casos en los que se desconozca o exista incertidumbre sobre el valor intrínseco del bien a subastar, ya que el proceso iterativo permitiría a los agentes, especialmente de menor tamaño, ir obteniendo cierta información sobre el interés del producto a subastar que le permitan reducir la incertidumbre sobre el valor de dicho producto. En particular, las subastas de reloj surgieron al objeto de mitigar el problema conocido como la maldición del ganador, que surge si hay pujadores que tienen una estimación excesivamente optimista sobre el valor intrínseco del producto

⁴ Todo ello, sin perjuicio del correspondiente análisis de viabilidad económica que debería acompañar la autorización de cierre.

⁵ El excedente del adjudicatario en una subasta será la diferencia entre el precio de adjudicación y su coste marginal. En este sentido, el excedente del adjudicatario en una subasta a precio uniforme es la diferencia entre el precio de casación y su coste marginal, y en una subasta discriminatoria es la diferencia entre su puja y su coste marginal. De este modo, en una subasta discriminatoria, un participante que pujara a su coste marginal, dado que el precio de adjudicación es su puja, no tendría excedente alguno. Por tanto, en una subasta discriminatoria se puja por encima de coste marginal.

subastado, el cual es un valor común para todos los pujadores, y el precio que reciben (o pagan) resultando adjudicatarios es inferior (superior) a dicho valor. No obstante, cabe señalar que los proveedores del servicio de capacidad (instalaciones de generación, almacenamiento o demanda) conocen el coste del producto a subastar (potencia firme a aportar) y, por tanto, la información que los participantes pudieran obtener en una subasta de reloj sería la relativa al grado de competencia más que al valor intrínseco del producto a subastar, promoviendo comportamientos estratégicos en sus pujas. Por ello, se considera que la subasta de sobre cerrado puede promover una mayor competencia que la subasta de reloj, evitando comportamientos estratégicos en caso de que la presión competitiva no sea elevada, además de ser un procedimiento más sencillo.

No obstante lo anterior, dado que es posible que a la vista de la experiencia obtenida con cada subasta, pudiera plantearse que un diseño diferente al elegido pudiera ajustarse mejor a las necesidades del servicio, se propone eliminar de la Orden el tipo de subasta previsto, dejando su determinación a la resolución que establezca las características de cada subasta.

3.4 Definición de la situación de estrés

El artículo 3 del Proyecto define, de manera general, la situación de estrés como aquella en la que es precisa la disponibilidad y aportación, en su caso, de la potencia firme asignada a cada proveedor del servicio, identificándose y comunicándose estas situaciones por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en los Procedimientos de Operación. El artículo 5 establece que, por medio del 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.

Sería conveniente que el Proyecto definiera las situaciones de estrés de tal forma que dieran cabida a situaciones en las que, con una cierta antelación, pudieran preverse problemas de escasez (por ejemplo con un horizonte anual), teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrir a partir de los análisis de información histórica que realice el operador del sistema y, también, a periodos de escasez con una previsión de más corto plazo, en los que pudieran identificarse problemas de cobertura en función de la operación del sistema prevista para las próximas horas. Es decir, cabría contemplar dentro de las situaciones de estrés, situaciones de largo plazo y de corto plazo.

La definición por parte del operador del sistema de las situaciones con probabilidad anual de problema de escasez (las de largo plazo), permitiría a los adjudicatarios de la subasta, la programación de las paradas de mantenimiento necesarias que tengan que realizar en sus instalaciones para poder prestar correctamente el servicio. La comunicación por parte del operador del sistema de las situaciones de previsión de estrés de corto plazo, permitiría establecer unas obligaciones más exigentes a los proveedores, frente a las situaciones de estrés

de largo plazo, en cuanto a su participación en los mercados o en cuanto a sus modificaciones de previsiones de consumo, en el caso de la demanda.

Finalmente, cabe señalar que, si bien las situaciones de estrés estarán ligadas con alta probabilidad a situaciones de elevada demanda, también es posible que estas se registren en situaciones de baja aportación renovable o en escenarios ligados a cualquier otra situación de estrés sobrevenida. Por ello, sería conveniente revisar el redactado del artículo 4.9⁶, que hace referencia exclusivamente a las situaciones de elevada demanda, sustituyendo esta condición por cualquier situación estrés.

3.5 Obligaciones sobre la disponibilidad potencia firme asignada

En cuanto a las obligaciones derivadas del servicio de capacidad que contempla el artículo 5 del Proyecto, 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. Esta misma obligación se vuelve a recoger en el artículo 21, para la efectiva prestación del servicio, pero en este caso, para las instalaciones de generación y de almacenamiento (instalaciones a las que se refiere el artículo 2.1.a) y 2.1b)).

Para las instalaciones de demanda (instalaciones a las que se refiere el artículo 2.1.c), el artículo 21 del Proyecto contempla que estas deberán mantener un programa de consumo *superior* a las obligaciones de firmeza durante el periodo de prestación del servicio.

A este respecto, hay que tener en cuenta que las obligaciones de prestación del servicio pueden implicar, en función de la situación de estrés que afecte a un determinado periodo, que la demanda tenga que reducir su consumo por debajo de su consumo habitual, en la cuantía correspondiente a la potencia asignada en las subastas, ya sea en el horizonte diario, intradiario o en balance. Así por ejemplo, podría considerarse como obligación de prestación del servicio durante las situaciones de estrés de largo plazo (según se han definido en el apartado anterior), que la demanda tuviera un consumo *igual o superior* a la potencia firme asignada en las subastas y que, durante las situaciones de estrés de corto plazo, su consumo fuera *inferior* a su programa previsto en una cuantía equivalente a la potencia firme asignada.

⁶ Artículo 4.9 del Proyecto: “Se establecerá un régimen sancionador que penalice la *indisponibilidad de los proveedores de capacidad en momentos de gran demanda del sistema*”.

Por otra parte, al fijar el Proyecto la obligación a las instalaciones proveedoras del servicio el estar disponibles por una capacidad *igual o superior a la capacidad firme asignada* de la que se es titular, esto implicaría que una central eólica de 100 MW con una ratio de firmeza de 0,05 solamente tendría que tener 5 MW de potencia disponible. Según esto, el resultado sería que la potencia nominal que estaría disponible en los períodos de estrés sería inferior a la que se necesita. Por tanto, la obligación de disponibilidad debería ser por una potencia nominal igual a la que resulta de dividir la capacidad firme entre la ratio de firmeza. Así, la eólica, que vendiese 5 MW de potencia firme en la subasta, debería tener la obligación de estar disponible por sus 100 MW (5 MW de potencia firme, dividido por 0,5).

Por todo ello, con el fin de que los Procedimientos de Operación que desarrollan esta Orden pudieran definir adecuadamente las obligaciones a cumplir por los prestadores del servicio, tanto generación como demanda, sería conveniente que la redacción de la versión final de la Orden eliminara referencias del tipo *“igual o superior a la potencia firme asignada”*, sustituyéndolas por referencias del tipo *“acorde a la potencia firme asignada”*.

3.6 Obligaciones sobre disponibilidad en el promedio anual de las horas de estrés

El apartado 4 de este mismo artículo 21 establece que los proveedores del servicio de cualquiera de las 3 categorías definidas en el artículo 2.1 – instalaciones de generación, almacenamiento y demanda-, 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.

A este respecto, hay que señalar que las obligaciones de la prestación del servicio, podrían conllevar una disponibilidad de una determinada capacidad firme en términos medios anuales durante los periodos de estrés de largo plazo, mientras que en las situaciones de estrés de corto plazo, el servicio podría prestarse en unos términos más exigentes en las horas concretas que abarque esta situación.

Por ello, con el fin de que las obligaciones puedan ser diferentes en función de la situación de estrés que comunique el operador del sistema, sería conveniente que la redacción de la versión final de la Orden eliminara las referencias del tipo *“cumplimiento en promedio anual”*, sustituyéndolas por referencias del tipo *“de acuerdo con las condiciones que se establezcan en los procedimientos de operación de desarrollo de la Orden”* o en su defecto, especificando que el cumplimiento en promedio anual deberá alcanzarse específicamente en los periodos con alta probabilidad de escasez.

3.7 Obligaciones para la demanda

Finalmente, según el artículo 21.1, a la demanda se le exige consumir en las horas correspondientes al periodo horario 6 (periodo valle) al menos el 51% de su

consumo, tanto para participar en la subasta como para prestar de forma efectiva el servicio. A este respecto, sería conveniente que la exposición de motivos del redactado final de la Orden incorporara una mayor justificación a la fijación de este porcentaje. Alternativamente, cabría sustituir esta limitación a la demanda para participar en el mecanismo por un coeficiente de firmeza que reflejara un mayor valor para aquellas instalaciones (individuales o agregadas, en los términos que se indican más abajo) que pudieran proporcionar de manera continua una mayor aportación en la prestación del servicio a través de un menor consumo en los periodos de estrés (puesto que los periodos de escasez del sistema se situarán con mayor probabilidad en los periodos de punta).

Con respecto al cálculo del porcentaje del 51%, en caso de mantenerse, cabría tener en cuenta en instalaciones de demanda en autoconsumo, la energía autoconsumida por el proceso; es decir, que en este cálculo se tenga en cuenta no solo la energía consumida de la red sino también la energía autoconsumida, producida por la instalación de generación asociada.

Es importante tener en cuenta que la participación de la demanda en las subastas puede proporcionar una mayor presión competitiva al proceso, lo que resulta relevante teniendo en cuenta que esta podría ser limitada en determinados escenarios de requerimiento de potencia firme y de la participación transfronteriza, de acuerdo con las estimaciones realizadas por la CNMC (ver anexo 1-CONFIDENCIAL). En este sentido, se considera necesario garantizar que las subastas se desarrollen en un entorno de competencia, en el que no existan de partida oferentes pivotaes.

En este mismo sentido, si bien la participación a nivel de instalación en la provisión del servicio se considera adecuada en un comienzo de implementación de este mecanismo, para asegurar su correcto funcionamiento y facilitar su supervisión, teniendo en cuenta el impacto que un posible incumplimiento de los proveedores podría tener sobre la seguridad de suministro, debería revisarse la redacción de la Orden, para que permita la participación del agregador independiente en el mercado de capacidad⁷, una vez que se implanten los procedimientos que permitan su participación en los procesos de la operación del sistema. De esta forma, se permitiría la entrada de un mayor número de oferentes en la subasta y, en consecuencia, se obtendría una mayor garantía sobre la presión competitiva del proceso.

⁷ En este sentido sería conveniente que la redacción de la Orden contemple que la provisión del servicio será aportada no solo por los titulares de las instalaciones de generación, almacenamiento y demanda, sino además por la figura del agregador independiente, que agregue la demanda de distintos consumidores, según se define en la Ley 24/2013 y desarrollo normativo correspondiente.

3.8 Ratios de firmeza

De acuerdo con el Proyecto, para cada tecnología de referencia, la potencia firme se obtendrá como la potencia nominal reducida de acuerdo con la correspondiente ratio de firmeza. La ratio de firmeza se define como el 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. En el artículo 9.2 del Proyecto se hace referencia al cálculo de ratios de firmeza por tecnología: *“Dichas condiciones técnicas incluirán, entre otros aspectos, las 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. “*

Es relevante que estas ratios de firmeza evalúen adecuadamente la aportación de las diversas combinaciones de plantas renovables, en especial de las distintas tecnologías con o sin almacenamiento y de las plantas híbridas con distintas combinaciones de tecnología y de peso relativo entre ellas. También se debe ajustar convenientemente la ratio de firmeza de las tecnologías renovables gestionables, como es el caso de la biomasa y de la solar termoeléctrica con almacenamiento en sales. Esto permitirá valorar correctamente la aportación a la firmeza del sistema por parte de las instalaciones de estas tecnologías, tanto existentes como nuevas, favoreciendo en este último caso la decisión de inversión.

De la misma forma, la definición de estas ratios debería establecerse para instalaciones renovables o de almacenamiento nuevas que se hibriden con otra tecnología previamente ya instalada.

Asimismo, dentro de la misma tecnología, cabría definir diferentes ratios de firmeza. Así, en el caso del almacenamiento y el bombeo, cabría valorar la capacidad de almacenamiento como atributo diferencial para establecer ratios de firmeza. Por ejemplo, una batería solo será capaz de aportar firmeza en eventos de escasez que duren un máximo de unas 1 a 8 horas, en función del desarrollo de la tecnología, mientras que un bombeo será capaz de almacenar y producir energía durante periodos más largos de tiempo.

En el caso de la demanda, como se ha indicado en el apartado anterior, cabría establecer esta ratio de firmeza teniendo en cuenta los períodos horarios, 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 y, en particular, la contribución implícita de las instalaciones con mayor consumo en valle.

3.9 Período de prestación del servicio

En el art. 8.1.a) del Proyecto propone un periodo de presentación del servicio de 5 años para nuevas instalaciones: *“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”*.

Por otra parte, el artículo 21.8 del Reglamento (UE) 2019/943 establece que “los mecanismos de capacidad serán temporales y serán aprobados por la Comisión por una duración no superior a diez años” y se eliminarán progresivamente o se reducirán sobre la base del plan de ejecución al que se refiere el artículo 20 del citado reglamento. A este respecto, si bien los plazos máximos de 5 años/12 meses que contempla el Proyecto permiten dotar al esquema previsto en el Proyecto del carácter temporal que requiere la regulación europea, se podría analizar la posibilidad de incrementar el plazo para la asignación de nueva capacidad, ya que un plazo máximo de 5 años de retribución puede provocar que el precio que se precise por MW instalado sea muy alto, especialmente en el caso de las instalaciones de bombeo.

3.10 Requisito a acreditar por las instalaciones: no recibir régimen retributivo específico para la habilitación a la subasta

En el artículo 10.2 del Proyecto se incluye el requisito de que los consumidores no estén asociadas a instalaciones de generación con régimen retributivo específico para la habilitación a la subasta. En la práctica, esto excluye a consumidores asociados a instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico.

Esto resulta coherente ya que dicho régimen retributivo se orienta, de acuerdo con la Ley 24/2013, a que las instalaciones obtengan una rentabilidad razonable. Sin embargo, el Proyecto no exige ningún requisito a este respecto a las instalaciones de generación renovables y de residuos. Por ello, se considera que este artículo debería especificar que las instalaciones que perciben régimen retributivo específico, con independencia de que estén o no asociadas a consumidores, no podrán participar en los mecanismos de capacidad.

3.11 Financiación por parte de los consumidores

El artículo 28 del Proyecto establece que el coste anual del mercado de capacidad será financiado por los consumidores de energía eléctrica, a través de los precios unitarios para la financiación del servicio. A los efectos de asegurar la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos, los precios unitarios serán actualizados anualmente mediante Orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Por otra parte, el artículo 18 establece que el operador del sistema será el responsable de la liquidación del servicio a los proveedores de la misma.

Este mecanismo difiere del actual mecanismo de financiación y liquidación de los pagos por capacidad al pasar de ser los financiadores del servicio los consumidores en lugar de los comercializadores y consumidores directos en el mercado⁸. A este respecto, se considera que la financiación directamente por parte de los consumidores no les proporciona ninguna señal adicional a la que podrían soportar si el mecanismo lo financiaran los propios comercializadores y, sin embargo, dificulta mucho la operativa. Por ello, se propone la revisión del apartado 1 del artículo 28 para que sean los propios comercializadores y consumidores directos en el mercado los que financien el servicio.

4 CONSIDERACIONES PARTICULARES

4.1 Ámbito de aplicación

El artículo 2.1 del Proyecto contempla que la Orden será de aplicación a titulares de instalaciones de generación, almacenamiento o demanda que se constituyan como proveedores del servicio de capacidad. A este respecto, con el fin de aportar una mayor claridad normativa, sería conveniente que el mencionado artículo hiciera referencia a los sujetos, tal y como los define el artículo 6 de la Ley 24/2013.

4.2 Requisitos que deben acreditar los titulares de instalaciones existentes para la habilitación a la subasta

En el art. 10.3 del Proyecto se exige como requisito para la habilitación a la subasta, *“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 CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y con el límite máximo de 350 kg de CO₂ procedente de combustibles fósiles de media por año por kW instalado”*.

A este respecto, el Reglamento (UE) 2019/943 no permite que la generación que incumpla simultáneamente los límites de 550 gr/kWh y 350 kg/kW instalado participe en el mercado de capacidad a partir del 1 de julio de 2025⁹.

⁸ Conforme a la Disposición Adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por las que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, el operador del sistema imputa el coste de los pagos por capacidad a los comercializadores y consumidores directos en mercado por la energía que efectivamente adquieran a través de las diferentes modalidades de contratación y destinada al consumo interno español.

⁹ 4. Los mecanismos de capacidad incorporarán los siguientes requisitos en cuanto a límites de emisiones de CO₂:

Es decir, en el Reglamento se excluye a quien emita más de 550 gr/kWh y más de 350 kg/kW/año mientras que en el Proyecto se ha trasladado exigiendo emisiones menores a 550 gr/kWh y menores de 350 g/kW/año, lo que no es equivalente. Por tanto si bien el Reglamento permite la participación de los ciclos combinados (sin límite de horas) y centrales de carbón (limitado a 400h anuales), el Proyecto no permitiría participar al carbón ni a los ciclos combinados que funcionen más de 1.000h anuales. Por ello, cabría plantearse una redacción menos restrictiva acorde al Reglamento.

Por otra parte, el Proyecto no contempla ninguna excepción en el cómputo de emisiones de la cogeneración. A este respecto, se propone exigir los mismos criterios de emisiones a las instalaciones de generación asociadas a la demanda, considerándose las emisiones de CO₂ ligadas a la parte de energía eléctrica y no a la energía térmica, de acuerdo con la metodología europea del cálculo de límites de emisiones prevista en el artículo 22.4 del Reglamento (UE) 2019/943 (Opinión n°22/2019 de 17 de diciembre de 2019 de la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía).

Por todo ello, se propone revisar la redacción del apartado 3 del artículo 10 del Proyecto.

4.3 Requisitos que deben acreditar los titulares de instalaciones nuevas para la habilitación a la subasta

En el artículo 10.4 se impone una limitación a las nuevas instalaciones de generación o almacenamiento en el sentido de que deben acreditar que las emisiones de CO₂ asociadas a su funcionamiento sean nulas. Se puede interpretar que esta limitación impediría la participación de aquellas nuevas instalaciones de generación y almacenamiento que consuman energía eléctrica de la red para almacenarla, a no ser que acrediten que han consumido en horas en las que las emisiones del mix son nulas, lo que afectaría a su participación en el mercado. Según esto, no podrían participar ni bombeos, ni baterías, lo cual va más allá de las limitaciones previstas en la normativa europea.

En el caso de que el objetivo del Proyecto sea que las instalaciones de almacenamiento nuevas que se instalen vayan asociadas siempre a una instalación renovable, cabría indicar que la aportación de las correspondientes

a) desde el 4 de julio de 2019 a más tardar, una capacidad de generación cuya producción comercial haya comenzado en o antes de dicha fecha y que emita más de 550 gr de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad no se comprometerá ni recibirá pagos o compromisos de pagos futuros en virtud de un mecanismo de capacidad;

b) desde el 1 de julio de 2025 a más tardar, una capacidad de generación cuya producción comercial haya comenzado antes del 4 de julio de 2019 y que emita más de 550 gr de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y más de 350 kg de CO₂ procedente de combustibles fósiles de media por año no se comprometerá ni recibirá pagos o compromisos de pagos futuros en virtud de un mecanismo de capacidad.

garantías de origen por la totalidad de la energía tomada de la red debería ser suficiente para la verificación del cumplimiento del requisito de emisiones nulas de CO₂.

Por ello, se propone revisar la redacción del apartado 4 del artículo 10 del Proyecto, en particular, en lo relativo al almacenamiento y al bombeo.

4.4 Participación de instalaciones nuevas en el mecanismo

El artículo 8 regula las modalidades de subasta definiendo la subasta de capacidad principal, con un periodo de prestación del servicio de 1 o 5 años, dependiendo de si se trata de instalaciones existentes o nuevas instalaciones.

A estos efectos, sería conveniente permitir la participación de nuevas instalaciones, aunque estas estuvieran integradas en plantas ya operativas (por ejemplo, con la participación de baterías asociadas a una instalación preexistente). El servicio proporcionado al sistema es el mismo en ambos casos, por lo que no se justifica que su participación se limite a la instalación en plantas nuevas.

4.5 Obligación de información a la CNMC

El artículo 23 del Proyecto contempla que la CNMC inspeccione 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.

Con el fin de poder llevar a cabo esta función, sería conveniente que los apartados 1, 4 y 5 del artículo 24 previesen que los proveedores del servicio de capacidad y el operador del sistema remitieran a la CNMC toda la información correspondiente a la prestación del servicio, dado que la redacción actual de ese artículo solo prevé su remisión a la Dirección General de Política Energética.

4.6 Pruebas para comprobar la disponibilidad de las instalaciones

El artículo 5 del Proyecto prevé que el operador del sistema remita una propuesta de Procedimientos de Operación para la aplicación del servicio, donde se concrete entre otros, las penalizaciones y un esquema de pruebas.

Sería conveniente que la propia Orden contemplara, en función de la gravedad del incumplimiento detectado en las pruebas realizadas, la posibilidad de perder toda la retribución anual asociada al servicio, así como una penalización adicional, y la posibilidad de no ser habilitado para una subasta posterior.

También se propone que la Orden contemple que la CNMC pueda solicitar al operador del sistema que realice una prueba de la provisión del servicio de una determinada instalación. De esta forma, se podría comprobar la efectiva

disponibilidad de una instalación, cuando por ejemplo, tras una inspección de la CNMC, hayan surgido dudas al respecto.

4.7 Activación del servicio

El artículo 20 del Proyecto establece que las situaciones de estrés del sistema pueden motivar la activación del servicio de capacidad. Sin embargo, de la lectura del artículo 5, parece entenderse que el operador del sistema no realizará activaciones, sino que comunicará la existencia de una situación de estrés, en la cual, los proveedores del servicio deberán ofrecer al sistema su capacidad comprometida. Por ello, cabría sustituir el término “activación” en los artículos 20, 21, 22 y 24 del Proyecto por “comunicación del operador del sistema” de la situación de estrés.

4.8 Financiación de los pagos por capacidad

Sin perjuicio de lo indicado en el apartado 3.11 anterior, a continuación se realizan una serie de comentarios sobre el mecanismo de financiación de los pagos por capacidad propuesto en el Proyecto.

4.8.1 Definición de la estructura de los precios unitarios

El artículo 29 del Proyecto establece la estructura de los precios unitarios destinados a la financiación del mercado de capacidad. Así, establece que tanto los segmentos tarifarios como los periodos horarios coincidirán con los establecidos en la Circular 3/2020, de 22 de julio, 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.

En relación con lo anterior, se propone incluir, de forma expresa, en el punto 2 del artículo 29 que, a los suministros acogidos al peaje de transporte y distribución específico aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público, les será de aplicación los precios unitarios por capacidad que les correspondan por su nivel de tensión.

4.8.2 Facturación

En el artículo 30 se detalla el procedimiento de facturación de los pagos por capacidad. En particular, el Proyecto establece un término de facturación por energía activa consumida diferenciado por periodo tarifario y peaje aplicable a la energía consumida elevada a barras de central.

Se indica que debería establecerse que, al objeto de elevar la energía consumida a 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.

4.8.3 Cálculo de los precios unitarios del término de energía de aplicación a la financiación del servicio de capacidad

En el artículo 31 se establece la metodología de cálculo de los precios unitarios del término de energía de aplicación a la financiación del servicio de capacidad. En particular, dicho artículo establece que el coste del servicio se distribuirá de manera inversamente proporcional al índice de cobertura de cada hora más 1, distribuyéndose el coste horario por grupo tarifario en función de las curvas de carga de cada grupo. El término de facturación correspondiente a cada grupo tarifario y periodo es el resultado de dividir la agregación de los costes horarios imputados a cada grupo tarifario entre la demanda en barras de central correspondiente.

La metodología propuesta es similar a la propuesta de asignación del coste en función de la potencia demandada en horas de punta, propuesta por la extinta CNE en la “Propuesta de financiación de los pagos por capacidad”, de abril de 2008. En particular, la metodología de la CNE consistía en imputar el coste del servicio inversamente al margen de cobertura durante las n horas de mayor demanda, siendo n el número de horas del periodo de punta. No obstante, la metodología propuesta en el Proyecto presenta ciertas diferencias con respecto a la metodología de la CNE, en particular, en el número de horas a las que se imputa el coste del servicio y en la forma de medir el margen de cobertura. En el Anexo 2 de este informe se analiza el impacto de los cambios introducidos.

Adicionalmente, se señala la necesidad de incluir en el Proyecto la definición de la potencia máxima del sistema a considerar en la determinación del índice de cobertura, ya que no queda claro si esta se corresponde con la potencia máxima de que dispone el sistema para cubrir la demanda, la potencia máxima demandada histórica o la potencia máxima demandada en el ejercicio para el que se realiza el cálculo.

Por otra parte, se considera que en la metodología se debería incluir el tratamiento de los posibles desvíos que se pudieran producir, ya fueran positivos o negativos, entre el coste a financiar por servicio y la aplicación de los precios unitarios. En este sentido, se advierte que, al configurarse el pago como un término variable la facturación de los mismos puede experimentar importantes variaciones, tanto como resultado de la aplicación de medidas de transición energética como resultado de shocks a la demanda.

En consecuencia, se propone establecer que el coste a recuperar del año n incorporará, en su caso, los déficit o superávits de ejercicios anteriores.

5 CONCLUSIÓN

El Pleno de la CNMC valora favorablemente el “Proyecto de orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español”, por cuanto regula un mecanismo de capacidad, que será aplicado únicamente cuando se detecten problemas de cobertura. Asimismo, el Proyecto respeta la mayor parte de los principios regulados establecidos en el Reglamento (UE) 943/2019, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la electricidad, sobre mecanismos de capacidad, en particular, en lo relativo a la provisión basada en mecanismos de mercado, a la neutralidad tecnológica y a su temporalidad.

No obstante lo anterior, en los comentarios expuestos en este informe se apuntan algunos aspectos que se estiman necesarios para mejorar la propuesta. En particular, sería conveniente modificar la redacción del Proyecto para recoger en el texto la necesidad de llevar a cabo el análisis de cobertura europeo, sin perjuicio de la realización adicional de un análisis de cobertura nacional como el que se indica. Además, sería conveniente que la redacción del Proyecto fuera revisada de tal forma, que el resultado del análisis de cobertura, en el caso de detectar un problema de seguridad, fuera el punto de partida para la articulación del presente mercado de capacidad. Asimismo, el Proyecto debería recoger entre los principios generales del mecanismo de capacidad la participación transfronteriza.

Todo ello, se señala entendiendo que la tramitación de este Proyecto irá acompañada del cumplimiento de los requisitos previstos en el Reglamento 2019/943, como el plan de ejecución de medidas destinadas a eliminar deficiencias en el mercado (artículo 20.3), el necesario análisis de una reserva estratégica previo a aplicar un tipo de mecanismo de capacidad diferente (artículo 21.3) y el necesario dictamen de la Comisión Europea con anterioridad a la introducción de mecanismos de capacidad (artículo 21.5).

Por otra parte, debería acompasarse la tramitación de este Proyecto con el procedimiento correspondiente que facilitara la autorización de cierre de instalaciones de generación que no salgan adjudicatarias en las subastas, de tal forma que pudieran abordarse este proceso de manera ágil y no interfiriese el retraso de las correspondientes autorizaciones con el resultado del mecanismo de capacidad.

En cuanto a la determinación de los periodos de estrés y de las obligaciones para la prestación del servicio, la redacción final de la Orden debería permitir que pudieran darse diferentes situaciones de estrés, en función de la escasez real a la que se enfrente el sistema, y que las obligaciones de los proveedores en estas situaciones pudieran ser diferentes. De esta forma, la Orden permitiría que el desarrollo posterior a través de Procedimientos de Operación pudiera definir adecuadamente todos estos aspectos.

Finalmente, se señalan una serie de consideraciones que pueden ayudar a mejorar la implementación del mecanismo y a dotarle de una mayor eficiencia, como por ejemplo, la definición de la ratio de firmeza o la revisión de los requisitos exigidos a las instalaciones de generación, de almacenamiento y de demanda para poder proveer el servicio. Asimismo, se realizan una serie de consideraciones sobre la metodología de precios para la financiación del mercado de capacidad.

6 ANEXO 1: ANÁLISIS DE NIVEL DE COMPETENCIA EN LA SUBASTA DE AJUSTE [CONFIDENCIAL]

7 ANEXO 2: ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA DE FINANCIACIÓN DEL MERCADO DE CAPACIDAD

Como se ha indicado en el apartado 4.7.3 del informe, se observan dos diferencias entre la propuesta planteada por la extinta CNE (exCNE) y la metodología de la propuesta de Orden: el número de horas a las que se imputa el coste del servicio y la forma de medir el margen de cobertura.

En relación con la imputación del coste a las horas del año, el Proyecto indica que el coste de la financiación del servicio se distribuirá en función de las curvas horarias de cada grupo y la metodología de la exCNE lo distribuye entre el consumo de los periodos de punta. El criterio de la exCNE se considera más adecuado en la medida en que se correspondería con los periodos en los que es más probable que se produzcan situaciones de estrés.

En relación con el criterio de asignación, el margen de cobertura se establecía como IC-1 en la metodología exCNE, siendo IC el índice de cobertura de la demanda y, como IC+1 en el Proyecto. Dada la similitud con la propuesta de la metodología de la exCNE, este cambio puede deberse a una errata o a que se busque la obtención de precios más planos.

Al objeto de analizar el impacto sobre los consumidores de la metodología de asignación del Proyecto se ha procedido a aplicar la misma, considerando las siguientes hipótesis:

- Como coste del servicio de capacidad la facturación resultante de aplicar los pagos establecidos en el artículo 4 de la Orden TED/371/2021 al escenario de demanda previsto por la CNMC para el año 2021 (101 M€).
- Se han considerado las curvas de carga del sistema peninsular correspondientes al 2019, último ejercicio disponible.
- Se han considerado las pérdidas estándares establecidas en el artículo 11 de la Circular 3/2020, así como los factores k de ajuste que hubieran resultado para el año 2019 en el caso de aplicar dichas pérdidas.
- En el cálculo del índice de cobertura se ha tomado la potencia máxima horaria demandada en el sistema peninsular (45.450 MW, registrados el 17 de diciembre de 2007 a las 18.35h).

En el Cuadro 1 se compara la distribución del coste por grupo tarifario resultante de considerar (i) los términos de capacidad establecidos en la Orden TED/371/2021, (ii) la metodología de la exCNE (iii) la metodología considerada en la propuesta de Orden y (iv) la metodología de la propuesta de Orden considerando una asignación inversamente proporcional al margen de cobertura (IC-1) en lugar de (IC+1).

Se observa que, en todos los casos, respecto de la asignación implícita en los precios unitarios vigentes, se reduce el coste asignado a los consumidores de baja

tensión y se incrementa el coste imputado a los consumidores conectados en media y alta tensión, si bien la metodología del Proyecto es la que presenta la mayor diferencia. En particular, respecto de la asignación implícita en los precios unitarios vigentes, la metodología del Proyecto reduce un 32% el coste asignado a los consumidores de baja tensión (-28% para 2.0TD y -38,6% para 3.0TD) y aumenta entre un 61% y un 111% el coste imputado a los consumidores conectados en alta tensión (6.1TD +61,5%, 6.2TD + 78,8%, 6.3TD +99,3% y 6.4TD +111,9%).

Por otra parte, también se observa que es más relevante sobre la asignación, el número de horas que se tiene en cuenta, a considerar en la asignación un factor de (IC+1) en lugar de (IC-1).

Efectivamente, reducir el número de horas a las que se asigna el coste (a todas las horas del año o solo a las 795 horas de mayor demanda¹⁰) implica que se asigne en mayor medida a los consumidores que presentan perfiles de demanda más apuntados, típicamente consumidores conectados en baja tensión.

Respecto de la metodología del Proyecto, la metodología propuesta por la CNE aumenta entre un 8,2% y un 17,7% el coste imputado a los consumidores de baja tensión, mantiene el coste imputado al 6.1TD (se reduce un 0,6%) y reduce entre un 13% y un 30% el coste imputado a los peajes 6.2TD, 6.3TD y 6.4TD. Cabe destacar que mientras que la metodología propuesta por la CNE atribuye un 6,6% de coste al 6.4TD, la propuesta de Orden imputa un 9,4% del coste total.

¹⁰ Número de horas del periodo de punta en 2019.

Cuadro 1. Asignación por grupo tarifario en función de la metodología considerada

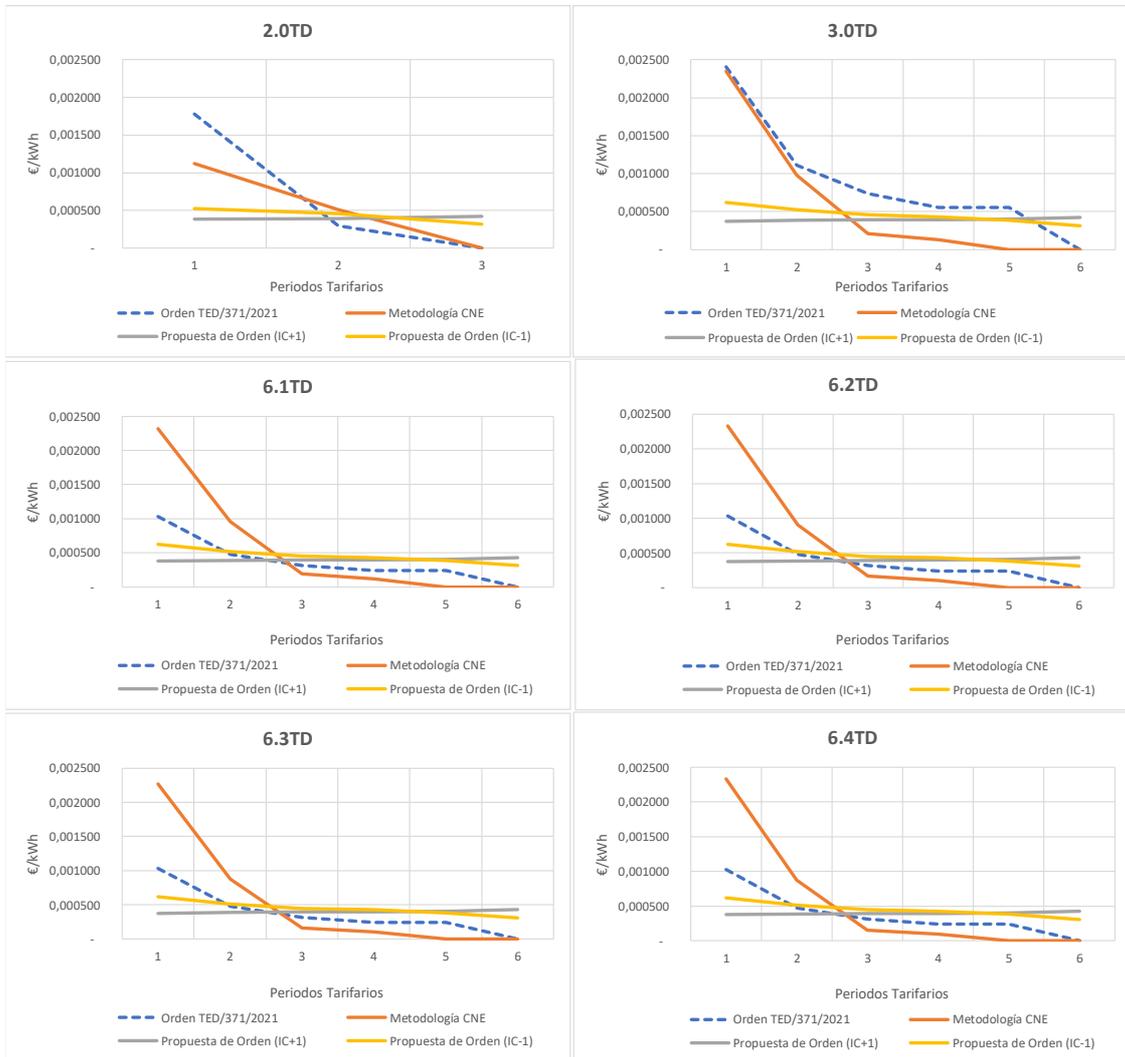
Miles de €					Diferencias vs Orden TED/371/2021 (miles de €)		
Peaje	Orden TED/371/2021	Metodología CNE	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden (IC-1)	Metodología CNE	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden (IC-1)
2.0 TD	45.915.305	35.774.871	33.068.045	33.596.573	-10.140.434	-12.847.261	-12.318.733
3.0 TD	25.398.737	18.366.682	15.601.879	16.261.197	-7.032.056	-9.796.858	-9.137.540
6.1 TD	17.786.875	28.550.200	28.727.374	28.793.961	10.763.325	10.940.498	11.007.086
6.2 TD	5.584.289	8.644.302	9.987.406	9.680.703	3.060.014	4.403.117	4.096.414
6.3 TD	2.271.976	3.381.057	4.528.669	4.256.236	1.109.081	2.256.693	1.984.261
6.4 TD	4.507.047	6.747.116	9.550.857	8.875.559	2.240.070	5.043.810	4.368.512
TOTAL	101.464.229	101.464.229	101.464.229	101.464.229	0	0	0

Porcentaje (%)					Diferencias vs Orden TED/371/2021 (%)		
Peaje	Orden TED/371/2021	Metodología CNE	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden (IC-1)	Metodología CNE	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden (IC-1)
2.0 TD	45,3%	35,3%	32,6%	33,1%	-10,0%	-12,7%	-12,1%
3.0 TD	25,0%	18,1%	15,4%	16,0%	-6,9%	-9,7%	-9,0%
6.1 TD	17,5%	28,1%	28,3%	28,4%	10,6%	10,8%	10,8%
6.2 TD	5,5%	8,5%	9,8%	9,5%	3,0%	4,3%	4,0%
6.3 TD	2,2%	3,3%	4,5%	4,2%	1,1%	2,2%	2,0%
6.4 TD	4,4%	6,6%	9,4%	8,7%	2,2%	5,0%	4,3%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	0	0	0

Fuente: Propuesta de Orden, CNE y CNMC.

Asimismo, cabe señalar que la discriminación de precios por periodos horarios que resulta de la metodología del Proyecto es inferior a la de los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad vigentes y también inferior a la que resulta de la metodología de la exCNE y también inferior a la que resulta de considerar todas las horas del año y el margen de cobertura (IC-1) (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Relación de precios de las distintas metodologías consideradas



Fuente: Propuesta de Orden, CNE y CNMC.

8 ANEXO 3: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Junta de Castilla y León
- Xunta de Galicia
- Generalitat de Catalunya
- Principado de Asturias
- Junta de Andalucía

Asociaciones:

- Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc)
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Renovables)
- Asociación de Empresas Eléctricas (ASEME)
- Asociación Empresarial Eólica (AEE)
- Asociación de comercializadores independientes de energía (ACIE)
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
- Asociación Española para la promoción de la Industria Termosolar (PROTERMOSOLAR)
- Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía (AEGE)

Empresas:

- Acciona Generación Renovable, S.A.
- ENDESA, S.A.
- Iberdrola España, S.A.
- NATURGY
- Red Eléctrica de España (REE), como Operador del Sistema
- Red Eléctrica de España (REE), como Transportista, no tiene comentarios
- BIZKAIA ENERGIA

9 ANEXO 4: ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[CONFIDENCIAL]