

NOVEDADES EN MATERIA DE ENERGÍA

Septiembre 2021

Se resumen a continuación algunas de las novedades más relevantes en materia de energía ocurridas durante el periodo estival.

1. Proyecto de Ley por el que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico

En el Boletín Oficial de las Cortes Generales de 30 de agosto de 2021 se ha publicado el [Proyecto de Ley por la que se actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del mercado eléctrico](#), que fue aprobado por el Consejo de Ministros el día 3 anterior, tras haber recibido el informe favorable de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, “CNMC”) y del Consejo de Estado.

A grandes rasgos, el Proyecto pretende que las unidades de producción no emisoras de gases de efecto invernadero con fecha de puesta en servicio anterior a 25/10/2003 (lo que incluye centrales nucleares, hidráulicas y eólicas), que es cuando se adoptó el acuerdo europeo de puesta en marcha del mercado de derechos de emisión de CO₂, devuelvan de la retribución recibida por su participación en el mercado de producción el importe equivalente al de la retribución del CO₂ no emitido que obtienen consecuencia de la internalización en los precios marginales¹ del coste de los derechos de emisión de CO₂.

Pese a las críticas recibidas² del sector y la Comisión Europea, el proyecto incorpora sólo parte de las sugerencias propuestas en fase de información pública, destacando:

- Las instalaciones a las que esta medida resulta de aplicación ya no son, como decía el Anteproyecto de Ley, las que entraron en funcionamiento antes de marzo de 2005, cuando se puso en marcha el mercado de derechos de emisión en España, sino las que entraron en funcionamiento antes del 25/10/2003, cuando se adoptó el acuerdo europeo, y por tanto pudo tenerse en cuenta este factor en la decisión de inversión. Si bien esta modificación es positiva, pues extiende la protección de la confianza legítima a los inversores de mayor número de instalaciones, deja sin protección dos supuestos que veremos más adelante.
- En la fórmula de cálculo de la cuantía de la minoración (art.4) al precio de la tonelada de CO₂ se le añade el sustrando de 20,67, de manera que la minoración no procede en todos los casos sino sólo cuando el precio de emisión del CO₂ supere los 20,67 €/ton, que es la cotización media de los derechos de emisión en el mercado desde 2017 hasta el momento presente.
- Repotenciones e hibridaciones:

¹ En un sistema marginalista, como es el nuestro por disposición europea, el precio ofrecido al mercado por la última central necesaria para cubrir la demanda en una hora determinada es el que perciben todas las unidades de producción que han producido en ese periodo horario.

² Vínculo al artículo de opinión publicado el 5 de julio en Expansión por Andrés Campaña, socio de Energía y Transición Ecológica de Broseta: [Un paso atrás en la senda de la descarbonización | Opinión \(expansion.com\)](#).

- **Repotenciones:** la minoración dejará de ser de aplicación en el caso de módulos de generación que, tras la entrada en vigor de la ley, sean modificados de manera que o bien (i) se incremente la capacidad máxima del módulo de generación en más de un 50%; o bien (ii) se requiera la revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión porque tal modificación consista en la sustitución o modernización de los equipos que constituyen la planta de generación principal, cuando dicha sustitución o modificación afecte a un porcentaje superior al 70% de la potencia instalada del módulo de generación de electricidad (disposición adicional cuarta).
- **Hibridaciones:** en el caso de instalaciones híbridas cuyo módulo original esté sujeto al mecanismo de minoración, la energía producida por los nuevos módulos añadidos no contará a los efectos del cálculo de la cuantía de minoración, siempre que las instalaciones híbridas cuenten con equipos de medida que permitan discriminar el origen de la energía (disposición adicional quinta).

Pese a lo positivo de estas modificaciones, y como ya adelantábamos, las novedades incorporadas al proyecto no solucionan los siguientes casos puestos de manifiesto en la fase de información pública: por una parte (i) los titulares de instalaciones anteriores a octubre de 2003 han realizado con posterioridad inversiones para mejorar su eficiencia y seguridad y han renovado sus licencias de funcionamiento, lo que también supone cuantiosas inversiones, y unas y otras pueden quedar excluidas de los supuestos de las disposiciones adicionales cuarta y quinta a que acabamos de referirnos; y por otra (ii) después de octubre de 2003 se han producido también transmisiones de activos en operación desde antes y, por tanto, libres de la medida.

En todos estos casos los inversores —ya sean titulares iniciales o adquirentes a posteriori— han realizado sus inversiones en la confianza de que la retribución de sus instalaciones se vería incrementada con la internalización del precio de emisión del CO₂, y tal confianza debe ser respetada. No parece suficiente ni convincente la explicación introducida en la Exposición de Motivos de que la combinación del elemento del ámbito temporal de aplicación y el precio suelo de 20,67 €/ton pueda extender la protección a las “decisiones de mantenimiento de operación de las instalaciones o de traspaso o compraventa de activos de las instalaciones afectadas por esta medida”. Lo único acorde con los principios de seguridad jurídica y confianza legítima habría sido una exclusión sin matices del mecanismo de minoración a cualquier inversión realizada después de octubre de 2003.

Por último, incluso con las modificaciones añadidas y, entre ellas, el nuevo suelo de los 20,67 €/ton, permanecen en el proyecto los grandes problemas de fondo que se advertían en el Anteproyecto, tales como: (i) contradicción con la regulación europea en materia de mercado interior de electricidad; (ii) consideración de la medida como una ayuda de Estado en la medida en que supone una amenaza para la competencia al favorecer a las empresas o producciones no sujetas a la minoración; (iii) contradicción con los principios constitucionales de igualdad y no discriminación, seguridad jurídica e interdicción de la arbitrariedad y libertad de empresa.

2. Informe de la CNMC sobre el Proyecto de Orden por el que se crea un mercado de capacidad en el mercado eléctrico español

El 28 de julio se publicó el [informe de la CNMC](#) sobre el Proyecto de Orden por el que se crea un mercado de capacidad en el mercado eléctrico español, que se había sometido a información pública el pasado 19 de abril.

La transición energética en curso en el sistema eléctrico español y la consiguiente penetración de tecnologías renovables en el *mix* de producción que se recoge en el Plan Nacional Integrado

de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 van a permitir pasar de un modelo de producción basado en tecnologías térmicas convencionales a un modelo de generación basado en tecnologías renovables libres de emisión de gases de efecto invernadero. Pero esta transición puede llevar aparejados riesgos de seguridad en el suministro debidos a la variabilidad, intermitencia e imposibilidad de gestión de la generación renovable.

Este riesgo para la seguridad del suministro es el que tratan de atajar los mecanismos o mercados de capacidad, que desde el punto de vista comunitario se regulan en el [Capítulo IV del Reglamento 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad](#), y que permiten disponer de capacidad firme y garantizar la seguridad del suministro en situaciones de estrés en las que la producción renovable no basta para cubrir la demanda.

El [Proyecto de Orden](#) sobre el que la CNMC ha emitido su informe regula un mercado de capacidad centralizado en el que es el operador del sistema, Red Eléctrica de España, el que contratará la potencia firme requerida en función de las necesidades que detecte en sus análisis de cobertura de la demanda para los horizontes temporales contemplados. Esta potencia se contratará a través de procedimientos de concurrencia competitiva gestionados por el operador del sistema mediante subastas “pay as bid”, en las que los participantes ofrecen el precio que estén dispuestos a cobrar por la disponibilidad de su capacidad de potencia firme, siendo ese el precio que se les asigna si su proyecto resulta adjudicado. Los participantes en estas subastas podrán ser instalaciones de consumidores, de generación o de almacenamiento, incluidas las instalaciones de autoconsumo, siempre que cumplan los requisitos establecidos.

El Proyecto prevé dos modalidades de subastas de capacidad: (i) subastas principales, anuales, asociadas a un periodo de prestación de servicio de capacidad de cinco años; y (ii) subastas de ajuste, también anuales pero asociadas a un periodo de prestación del servicio de doce meses, que tienen por objeto resolver posibles problemas de cobertura que no vayan a ser cubiertos por medio de la potencia firme asegurada mediante las subastas de capacidad principal. Además, de manera transitoria y hasta que entre en funcionamiento la potencia firme de la primera subasta principal, se prevé la celebración de subastas extraordinarias de carácter anual.

El modelo de mercado regulado cumple con los principios preceptivos del Reglamento 2019/943 como el de neutralidad tecnológica, que permite que tanto la producción como el almacenamiento y la demanda puedan participar en las subastas, o el de temporalidad, ya que el sistema se revisará al menos cada diez años. Asimismo, el Proyecto incluye ratios de firmeza, que establecen una equivalencia entre las formas de generación para evaluar la capacidad de disponibilidad de cada tecnología en los momentos de mayor escasez de energía eléctrica.

Los adjudicatarios de las subastas recibirán por la prestación del servicio una retribución fija en €/MWh consistente en el producto de la potencia firme asignada a cada instalación y el precio de adjudicación para cada una de ellas en las subastas de capacidad celebradas (“pay as bid”). Además, recoge un esquema de penalizaciones en caso de incumplimiento por parte de los sujetos obligados a la prestación del servicio de capacidad. Conforme al Proyecto de Orden, el coste anual derivado de la prestación de este servicio se financia por todos los consumidores a través de un precio unitario que se establecerá como un término de energía (parte variable de la factura) por segmento tarifario y periodo horario, de forma análoga a la estructura establecida para los peajes y los cargos, en función de las necesidades de potencia firme.

El informe de la CNMC es favorable y valora positivamente el Proyecto de Orden pero, además de ciertas sugerencias de redacción y precisión terminológica, contiene algunas recomendaciones entre las que cabe destacar las siguientes:

- Destaca la CNMC la necesidad de llevar a cabo el análisis de cobertura europeo, sin perjuicio de la realización adicional de análisis de cobertura nacional. Además, añade que sería conveniente que el resultado del análisis de cobertura, en caso de detectar un problema de seguridad, supusiera el punto de partida para la articulación del mercado de capacidad.
- El Proyecto de Orden debería recoger entre los principios generales del mecanismo de capacidad la participación transfronteriza.
- Es necesario 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.
- Teniendo en cuenta que los titulares de las instalaciones de generación que no resulten adjudicatarias de capacidad deberían poder optar por un cierre temporal o definitivo de estas instalaciones, debería acompañarse la tramitación del Proyecto con el procedimiento correspondiente que facilitara la autorización de cierre.
- Deberían preverse 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.
- Con el objeto de incrementar la presión competitiva del proceso debería permitirse la participación en el mercado de capacidad del agregador independiente, una vez se implanten los procedimientos que permitan su participación en los procesos de la operación del sistema.
- Sugiere analizar la posibilidad de incrementar el plazo para la asignación de nueva capacidad, ya que un plazo máximo de cinco 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.
- Recomienda cambiar el sistema de financiación de modo que sean los comercializadores y consumidores directos en mercado los que financien el servicio.

3. Segunda subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre

El martes 17 de agosto el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (“MITECO”) [anunció la convocatoria de la segunda subasta del régimen económico de energías renovables](#) previsto en 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, y en 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.

Se trata de subastas para nuevas instalaciones renovables que vayan desplazando a las centrales más ineficientes y contaminantes en las que el producto a subastar será la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas y la variable de oferta el precio por unidad de energía eléctrica. Una vez construidas y en operación, las nuevas centrales que resulten adjudicatarias en estas subastas presentarán sus ofertas al mercado aunque el precio que reciban no será el marginal aplicable a todas las centrales incluidas en la casación sino el que cada una de las centrales adjudicatarias hubiera ofrecido en la subasta (“pay as bid”). La

diferencia entre el precio del mercado y el de adjudicación a cada central se repartirá entre los adquirentes de energía en el mercado, ya sea como ingreso o como coste, de modo que el mecanismo se financia por el mercado y no como coste del sistema.

La primera subasta, celebrada el 26 de enero, adjudicó 3.034 MW eólicos y fotovoltaicos a unos 25 euros por MWh, precio muy inferior a los que registra el mercado mayorista de la electricidad, que últimamente supera los 100 euros por MWh. Al objeto de acelerar el efecto reductor de estas fuentes renovables sobre las facturas de los consumidores en el contexto de precios elevados en el que nos encontramos, el MITECO ha lanzado esta nueva subasta, abierta a información pública por un plazo reducido de diez días hasta el 31 de agosto. En el anuncio del MITECO se adjunta el [texto de la Propuesta de Resolución](#), que se espera se publique la primera quincena de septiembre, en la que se recogen las características fundamentales de esta segunda subasta, cuya fecha de celebración está prevista para el 14 de octubre:

- Se establece un cupo de producto a subastar de 3.300 MW de potencia instalada con un 6% de porcentaje de exceso, de tal modo que la potencia máxima a adjudicar será 3.498 MW.
- Se establecen cuatro reservas mínimas a adjudicar a distintas tecnologías o categorías:
 - Una reserva de 600 MW para instalaciones fotovoltaicas y eólicas de disponibilidad acelerada, dirigida a las instalaciones en avanzado estado de tramitación que se encuentren en situación de llevar a cabo su puesta en marcha y la finalización de los procedimientos administrativos en un plazo reducido, con el objeto de que se produzca una reducción de los precios lo antes posible.
 - Una reserva de 700 MW destinada a instalaciones fotovoltaica de carácter general.
 - Una reserva de 1.500 MW destinada a la tecnología eólica terrestre.
 - Una reserva de 300 MW destinada a instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local. Esta reserva para instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local está destinada a instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 5 MW, estableciendo, a su vez, requerimientos relativos a la obligatoriedad de conexión a la red de distribución a una tensión igual o inferior a 45 kV, la titularidad de las instalaciones y su localización próxima a centros de consumo de energía eléctrica. El establecimiento de esta reserva y sus requisitos correspondientes tiene como primer objetivo la entrada en el sistema eléctrico de instalaciones de producción de menor tamaño que fomenten la generación distribuida mediante su proximidad a los centros de consumo, con una eficiencia global potencialmente mayor debido a las menores pérdidas en las redes de transporte y distribución, y que facilitan a su vez su integración en dicho sistema, al poder requerir una menor creación de nuevas infraestructuras eléctricas. Por otra parte, buscan la participación de los ciudadanos así como de otros agentes como PYMES y entidades locales en el despliegue de las tecnologías renovables.

La Propuesta de Orden regula también el calendario de la subasta, que prevé un plazo entre el 8 de septiembre y el 5 de octubre para la entrega de la documentación para la precalificación y calificación; el 14 de octubre como fecha de celebración de la subasta, para el proceso de casación, publicación de resultados provisionales y presentación de reclamaciones de los participantes a los resultados provisionales; y 24 horas más para la validación de la subasta.

Se establecen para cada reserva los plazos a que se refieren los artículos 16 y 28 del Real Decreto 960/2020 de la manera siguiente:

TECNOLOGÍAS /RESERVA MÍNIMA	FECHA LÍMITE DE DISPONIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN	FECHA DE EXPULSIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE EN. RENOVABLES	FECHA DE INICIO DEL PLAZO MÁXIMO DE ENTREGA	PLAZO MÁXIMO DE ENTREGA
Fotovoltaicas y eólicas de disponibilidad acelerada	30/06/2022	31/07/2022	31/10/2022	12 años
Fotovoltaica	30/04/2023	31/05/2023	31/08/2023	12 años
Eólica terrestre	30/04/2024	31/05/2024	31/08/2024	12 años
Fotovoltaica generación distribuida con carácter local	30/04/2023	31/05/2023	31/08/2023	12 años

Se establece un precio de riesgo de 0,00 € por MWh y un precio de reserva para cada tecnología, como un valor fijo en euros por MWh con dos decimales, que permanece confidencial y será entregado al administrador de la subasta el día de apertura del periodo de recepción de ofertas.

* * *

Si desea más información puede ponerse en contacto con el equipo de profesionales de BROSETA:



Rosa Mª Vidal Monferrer
Socia Directora
 Directora Derecho Público
rvidal@broseta.com



Andrés Campaña Ávila
Socio. Derecho Público / Energía
 y Transición Ecológica
acampana@broseta.com



Madrid. Goya, 29. T. +34 914 323 144; **Valencia.** Pascual y Genís, 5. T. +34 963 921 006;
Lisboa. Av. António Augusto de Aguiar, 15. T. +351 300 509 035; **Zúrich.** Schiffplände, 22. T. +41 44 520 81 03

Firma miembro de la Red Legal Iberoamericana



Aviso legal. Esta publicación tiene carácter informativo. La misma no pretende crear ni implica una relación abogado / cliente. © BROSETA 2021. Todos los derechos reservados. Si no desea recibir información de BROSETA, por favor, envíe un correo a info@broseta.com indicando en el asunto BAJA INFO BROSETA.