

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE UN CUPO DE 3.000 MW DE POTENCIA INSTALADA, DE NUEVAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR, AL QUE SE PODRÁ OTORGAR EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO.

Expediente nº: IPN/CNMC/011/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D.^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

D. Benigno Valdés Díaz

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 14 de junio de 2017

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de *‘Real Decreto por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico’* (en adelante ‘la propuesta’), la Sala de Supervisión Regulatoria, 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 de los artículos 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:

1 ANTECEDENTES

El 25 de mayo de 2017 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 de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) adjuntando para informe la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El objetivo de la propuesta es la introducción de 3.000 MW de nueva potencia de generación a partir de fuentes de energía renovables para contribuir al

cumplimiento de los objetivos vinculantes establecidos para cada Estado miembro en el año 2020 por la Directiva 2009/28/CE¹, en virtud de lo previsto en el apartado 7 del artículo 14 ('Retribución de las actividades') de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) y en el artículo 12 ('Otorgamiento del régimen retributivo específico') del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio² (RD 413/2014)³.

La propuesta establece la convocatoria de un procedimiento de concurrencia competitiva (subasta) para la concesión del régimen retributivo específico a los proyectos nuevos ubicados en territorio peninsular⁴ más eficientes en costes de las tecnologías clasificadas en los grupos b.1.1 y b.2 —instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica, e instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica, respectivamente— según la clasificación del RD 413/2014. En lo que atañe al mecanismo de asignación de dicho régimen retributivo, la propuesta se remite a la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril⁵ (ETU/315/2017).

¹ Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

² Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

³ En efecto el artículo 14.7 de la LSE autoriza que excepcionalmente el Gobierno pueda establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, fijando los términos en los que ha de realizarse. Por otra parte, el artículo 12 del RD 413/2014 dispone que para el otorgamiento de dicho régimen retributivo específico se establecerán mediante real decreto las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el correspondiente mecanismo de concurrencia competitiva.

⁴ Para las instalaciones situadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se aprobará una convocatoria específica. A este respecto, cabe recordar que mediante la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, se aprobaron los parámetros retributivos y el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional quinta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Las correspondientes propuestas normativas (la citada orden fue modificada por otra en 2015) fueron objeto de los informes aprobados con fecha 12 de junio de 2014 (exp. [IPN/DE/0005/14](#)) y 16 de julio de 2015 (exp. [IPN/DE/010/15](#)), respectivamente. No obstante lo anterior, a la fecha de redacción de este informe no se ha convocado aún la subasta que habría de regirse por dicha norma.

⁵ Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.

Esta propuesta está estrechamente relacionada con las que dieron lugar al Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre⁶ (RD 947/2015), y al Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo⁷ (RD 359/2017), las cuales fueron objeto de los correspondientes informes aprobados por esta Sala con fechas 18 de junio de 2015⁸ y 7 de febrero de 2017⁹, y culminaron en las subastas celebradas el 14 de enero de 2016¹⁰ y el 17 de mayo de 2017¹¹, respectivamente.

El 25 de mayo de 2017, 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 (CCE), al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de diez días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el 8 de junio de 2017. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

El 7 de junio de 2017 tuvo entrada en el registro de la CNMC oficio de la SEE del MINETAD adjuntando para informe una propuesta de orden por la que se modifica la orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto

⁶ Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.

⁷ Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.

⁸ 'Informe sobre la propuesta de real decreto por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, y sobre la propuesta de orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en dicha convocatoria y se aprueban sus parámetros retributivos' (expedientes [IPN/DE/007/15](#) e [IPN/DE/008/15](#)).

⁹ 'Informe sobre la propuesta de real decreto por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular (expediente [IPN/CNMC/032/16](#)).

¹⁰ Resultados publicados mediante 'Resolución de 18 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre', «BOE» de 21 de enero de 2016.

¹¹ Resultados publicados mediante 'Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril', «BOE» de 26 de mayo de 2017.

359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos, acompañada de su correspondiente MAIN¹²; ese mismo día 7 fue remitida a los miembros del CCE, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de cinco días hábiles a contar desde la recepción de la documentación.

El 13 de junio de 2017, esta Sala aprobó su 'Informe de supervisión sobre el desarrollo y propuesta de mejoras de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, celebrada el 17 de mayo de 2017' (expediente SUB/DE/004/17); las consideraciones hechas en este informe deben ser puestas en relación con las propuestas de mejora planteadas en aquel.

2 CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de Real Decreto consta de preámbulo y cuatro apartados:

Los apartados primero y segundo establecen, respectivamente, el objeto de la propuesta (la '*Convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico*', hasta un máximo de 3.000 MW de potencia instalada) y su ámbito de aplicación (las '*Condiciones exigidas para la participación en la convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico*'), descritos en el apartado previo 'Antecedentes'.

En particular, el apartado primero detalla que la asignación del régimen retributivo específico, así como el procedimiento y reglas de subasta empleados serán, respectivamente, los establecidos por la ETU/315/2017 y por la Resolución de 10 de abril de 2017¹³ (Resolución de reglas de subasta); de hecho se aclara expresamente que, para su aplicación, las citas al RD 359/2017 incluidas en la ETU/315/2017 o en la Resolución de reglas «*se entenderán referidas al presente real decreto*». También en este apartado se remite la convocatoria de la subasta a la publicación mediante Resolución de la SEE, según lo previsto en el artículo 10 de la ETU/315/2017¹⁴.

¹² Esta propuesta de orden, de artículo único, se limita a establecer «*nuevos códigos de Instalación Tipo que serán de aplicación en la nueva subasta y cuyos parámetros retributivos se obtendrán como resultado de la subasta*», tal y como consta en su preámbulo, si bien no modifica ninguno de los parámetros económico-técnicos que caracterizan dichas Instalaciones Tipo (ITs) respecto a las ITs análogas (es decir, de igual tecnología y año de puesta en marcha) descritas en la versión de la ETU/315/2017 vigente a la redacción de este informe.

¹³ Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril («BOE» de 12 de abril).

¹⁴ Esta disposición sería análoga a la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de

El apartado segundo especifica en detalle qué se entiende por instalación nueva, y en su punto 2.a) excluye del ámbito de aplicación de la propuesta a las «*Instalaciones cuya construcción suponga el cierre o la reducción de potencia de otra instalación de la misma tecnología.*»; esta precisión no constaba expresamente en el RD 947/2015, pero sí en el RD 359/2017. Por otro lado, el RD 947/2015 se dirigía a la eólica y biomasa (esta última, en el sistema eléctrico peninsular), el RD 359/2017 a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables en el sistema peninsular, y la propuesta a las instalaciones eólicas o solares fotovoltaicas, siempre peninsulares.

El apartado tercero establece el título competencial, y el cuarto fija su eficacia para el día siguiente al de publicación.

3 CONSIDERACIONES GENERALES

3.1 Incardinación de la subasta en la planificación

Como señaló esta Sala en su informe de 7 de febrero de 2017, se recomienda cuidar de la integración, consistente en plazo y cantidad, de la potencia demandada en la subasta de forma coherente con las mejores proyecciones existentes para, al menos, la evolución de: i) la disponibilidad del parque de generación, renovable o convencional; ii) el grado de utilización de las interconexiones y, iii) la adecuada cobertura de la demanda (incluida su participación activa) dentro del contexto de una planificación a largo plazo, más allá del horizonte 2020. Debe tenerse presente que precisamente, ese año 2020, será el primer ejercicio completo en operación para muchas de las instalaciones adjudicatarias en el procedimiento concurrencial ahora informado.

En este contexto, esta Sala desea señalar tres aspectos. En primer lugar, que los 3.000 MW establecidos en la propuesta de Real Decreto sumados a los 700 MW adjudicados en la subasta de 2016 y a los 3.000 MW adjudicados en la subasta de 17 de mayo de 2017, no cubren en su totalidad los aproximadamente 8.000 MW de potencia renovable adicional considerada en la Planificación 2015-2020¹⁵.

En segundo lugar, se recuerda que en el informe a dicho documento de Planificación esta Sala señaló que «*Simultáneamente, el documento cuenta con la retirada temporal de 6.000 MW de ciclos combinados en el sistema peninsular,*

energía renovables, al amparo de lo dispuesto en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril («BOE» de 12 de abril).

¹⁵ 'Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020', objeto del informe de la CNMC [INF/DE/044/15](#), de 16 de abril de 2015, cuyo apartado 4.3 trata en particular 'Sobre la previsión del cumplimiento de los compromisos en el horizonte 2020'.

con recuperación de parte de esa potencia solo al final del periodo. Es decir, se prevé —grosso modo— sustituir 6 GW de ciclos combinados por 6 GW de eólica, y añadir a estos últimos aproximadamente 2 GW de otras renovables, de los cuales 1,5 GW serían solares (en 2014 se instalaron apenas 43 MW adicionales de tecnologías renovables, ninguno de ellos en eólica, solar termoeléctrica o residuos).»

En tercer lugar, en el 'Informe de supervisión del mercado peninsular de energía eléctrica. Año 2015'¹⁶, se concluía el apartado 6.2 ('Seguridad de suministro en el corto y medio plazo') exponiendo que *«debería abordarse en primer lugar el desarrollo de los procedimientos de hibernación, y segundo, la revisión de la normativa con el fin de permitir la participación explícita de la demanda (...). Ambas cuestiones deberían abordarse antes de 2020. Adicionalmente, sería conveniente que, antes de 2020, se establecieran los objetivos de energías renovables que se consideran necesarios para los nuevos compromisos que defina la Comisión Europea en el horizonte 2020-2030, y la manera en cómo alcanzarlos en España en cada uno de los sectores energéticos. De esta forma, se podrían evitar modificaciones sucesivas de los objetivos fijados que pudieran afectar a las decisiones ya tomadas por los inversores, reduciéndose las incertidumbres a este respecto.»*

En este contexto, tanto en la subasta celebrada el 14 de enero de 2016 como en la muy reciente de 17 de mayo de 2017, la totalidad de la potencia adjudicada lo ha sido al máximo porcentaje de descuento permitido respecto del valor estándar de la inversión inicial en [€/MW] tomado como referencia.

En la subasta de 2016 dicho porcentaje máximo fue además del 100%, mientras que en la subasta del pasado 17 de mayo el valor máximo del porcentaje de reducción a ofertar fue establecido para cada una de las tecnologías de modo que el valor del sobre coste unitario mínimo fuera el mismo para todas ellas e igual a -9,462 €/MWh, cifra que se corresponde con la aplicación de un porcentaje de reducción del 99,99% en el caso de la instalación tipo de referencia (ITR) identificada como ITR-0105, que se refiere al 'Resto de tecnologías', entendiéndose por tales las diferentes de la eólica y solar fotovoltaica; para estas últimas, los descuentos máximos permitidos fueron 63,43% y 51,22%, respectivamente. Descuentos inferiores al 100% implican que, desde el punto de vista retributivo, sí se reconoce la existencia de una inversión mínima a recuperar, aunque solo del orden de la tercera parte o la mitad, respectivamente —según los máximos establecidos y alcanzados por todas la ofertas adjudicatarias—, que el valor fijado como referencia¹⁷. La consideración

¹⁶ Informe de supervisión del mercado peninsular de energía eléctrica. Año 2015. [IS/DE/025/16](#), de 20 de diciembre de 2016.

¹⁷ Se da además la circunstancia de que para las tecnologías eólica y fotovoltaica dicho valor estándar de inversión inicial por unidad de potencia instalada era el mismo (y será el mismo en la nueva subasta amparada en esta propuesta si, tal y como se propone, se mantiene la parametrización establecida en la ETU/315/2017).

de valores de inversión significativamente inferiores al estándar supone que solo se *activaría* la retribución a la inversión de las instalaciones adjudicatarias de observarse en un futuro precios medios del mercado mayorista de electricidad también significativamente inferiores a los hoy estimados.

En subastas recientemente celebradas en otras jurisdicciones se han obtenido resultados comparables desde el punto de vista de las consideraciones retributivas arriba expuestas. Así, la eólica marina en Alemania ha adjudicado toda la potencia ofertada a proyectos que no percibirán ingresos regulados (es decir, adicionales a los de la venta de energía al mercado mayorista)¹⁸. Fuera de la Unión Europea, y aunque con un diseño diferente (por lo general basado en un compromiso de venta de electricidad a muy largo plazo a un precio fijo que es precisamente el resultado del proceso concurrencial) se han registrado ya varios casos de subastas de energías renovables adjudicadas a precios considerados en principio inframarginales¹⁹, bien es verdad que en ubicaciones con un recurso excepcional, en términos de horas equivalentes, según los estándares europeos.

Por otro lado, en el último año han sido objeto de informe por parte de esta Sala varias propuestas de resolución remitidas por la DGPEM por las que se autorizarían las respectivas instalaciones solares fotovoltaicas (así como, en su caso, las necesarias infraestructuras de evacuación, por lo general en nivel de tensión de transporte) de potencias comprendidas entre 100 MW y 450 MW; algunas de ellas han visto ya publicada su correspondiente resolución. Todos estos proyectos han alcanzado un avanzado grado de desarrollo (incluido el depósito de garantías económicas para tramitar la solicitud de acceso a la red por importe de varios millones de euros) bajo la premisa de que no percibirían retribución específica alguna —sin perjuicio de que alguno de ellos haya podido finalmente presentarse a la subasta del 17 de mayo.

Pues bien, a la vista de las experiencias anteriores, y en función de cuál sea el análisis de los resultados de esta nueva subasta, se recomienda abrir un periodo de reflexión sobre la conveniencia de plantear futuras convocatorias cuando, como en este caso, se priorice la minimización del coste de generación por delante de otros criterios, lo cual conduce con carácter general a instalaciones

¹⁸ Más información sobre esta subasta, celebrada el pasado 1 de abril, y su resultado en: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2017/13042017_WindSe_eG.html

Por otro lado, cabe señalar que en Alemania buena parte de los costes de conexión son socializados (se habla de costes *someros*), a diferencia de lo que ocurre en España, donde los soporta el promotor (costes *profundos*). Se tiene además que la evacuación de la energía producida por aerogeneradores *offshore* ubicados a decenas de kilómetros de la costa ha de realizarse por razones técnicas en corriente continua, lo cual encarece las infraestructuras resultantes por la necesaria conversión, ya en tierra y mediante electrónica de potencia, a corriente alterna.

¹⁹ Por ejemplo la licitación convocada el pasado verano por el gobierno chileno, que resultó en un precio medio de adjudicación de 47,6 USD/MWh; más información en: <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/historica-licitacion-de-0> .

que se benefician de importantes economías de escala y de tecnologías que pueden ser consideradas maduras, por cuanto han recorrido ya una parte de su curva de aprendizaje (o de reducción de costes) tal que les permite competir, sin necesidad de ingresos regulados, en pie de igualdad con las tecnologías convencionales.

La aplicación a lo largo de las últimas décadas de distintos mecanismos de apoyo a la generación a partir de fuentes de energía renovables ha tenido por objeto nivelar el terreno de juego entre tecnologías convencionales y renovables (o que aporten otras externalidades positivas por razón de su alta eficiencia o minimización de otros impactos ambientales, como es el caso de las plantas de cogeneración y residuos, respectivamente).

Por tanto, sería bueno reflexionar sobre la planificación energética más allá del 2020, teniendo en cuenta los objetivos medioambientales, la seguridad del suministro y la competitividad. En este sentido, es una gran noticia que para algunas tecnologías concretas (típicamente la eólica o la solar fotovoltaica, a gran escala) aparentemente se haya alcanzado ya dicho objetivo en las localizaciones con mejor recurso disponible. Por ello, cabría valorar concentrar los esfuerzos de estas subastas, si la planificación lo considera oportuno, en otras tecnologías no tan maduras, especialmente en aquellas consideradas más prometedoras para lograr ese mismo nivel de competitividad en menor plazo, que simultáneamente aportan seguridad de suministro y son acordes a los objetivos medioambientales. Este planteamiento es plenamente compatible con las directrices comunitarias aplicables en la materia²⁰, toda vez que la retribución regulada sería otorgada, en su caso, mediante un procedimiento concurrencial y no discriminatorio a aquellas instalaciones que, de forma objetivamente justificada, se considere todavía necesiten de dicho apoyo —pero no a las que hayan superado ya ese estadio.

3.2 Neutralidad tecnológica

En el informe de esta Sala de 7 de febrero de 2017 a la propuesta normativa luego aprobada como RD 359/2017, se destacaba que *«La principal diferencia respecto a la subasta del año pasado radica en que, aun cuando se definan hasta tres instalaciones tipo de referencia (correspondientes a las tecnologías eólica, solar fotovoltaica y resto) y, ahora como entonces, se oferte [...] un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, ‘Posteriormente se calculará para cada oferta el sobrecoste unitario para el sistema, como el cociente entre la retribución a la inversión calculada anteriormente y el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia [...]’. Las ofertas se ordenarán, con*

²⁰ Comunicación de la Comisión: ‘Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía (2014-2020)’; [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN)

independencia de la tecnología, de menor a mayor valor del sobrecoste unitario para el sistema.’»

Asimismo, el preámbulo del RD 359/2017 aclara que *«Para la introducción de esa potencia [3.000 MW] en el sistema eléctrico, se establecen nuevas subastas de potencia renovable en las que participen las distintas tecnologías en concurrencia competitiva a fin de introducir en el sistema eléctrico los proyectos más eficientes en costes»,* en tanto que el preámbulo de la ETU/315/2017 concretaba que *«La subasta es tecnológicamente neutra, abierta a todas las tecnologías renovables. Se establecen tres instalaciones tipo de referencia una para tecnología eólica, otra para tecnología fotovoltaica y otra para el resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica.»*

Por otro lado, la MAIN que acompaña la actual propuesta señala que *«En la primera subasta han sido las tecnologías eólica y fotovoltaica las que han demostrado una mayor capacidad para competir con las tecnologías convencionales en el mercado, y ello no solo en precio, sino también por razón del alto volumen de potencia ofertada. A la vista del resultado de la citada subasta, se advierte, en función de las ofertas presentadas, que existe un importante volumen de potencia de estas tecnologías que, no habiendo llegado a ser adjudicataria, es susceptible de ponerse en funcionamiento con el aseguramiento de un marco retributivo que otorga un nivel de protección mínimo, pero suficiente para facilitar la financiación de los proyectos. Por el contrario, para el resto de tecnologías dicho volumen adicional de potencia es muy reducido. Por todo ello, se estima oportuno centrar la convocatoria en las tecnologías eólica y fotovoltaica con un mayor potencial de crecimiento, posibilitando por añadidura, en beneficio del consumidor, la existencia de un mayor nivel de competencia entre ellas.»*

Ciertamente, en la subasta del 17 de mayo solo 19 MW de los 3.000 MW ofertados fueron adjudicados a instalaciones no eólicas ni fotovoltaicas, pese a que es precisamente para la tercera de las instalaciones tipo de referencia (ITR), aquella que aglutina las instalaciones no eólicas ni fotovoltaicas, para la que se establece el número de horas equivalentes de funcionamiento más elevado de entre los contemplados (5.000 horas, frente a las 3.000 horas de la eólica y las 2.367 de la fotovoltaica). De acuerdo con las reglas establecidas —reglas que, según la MAIN que acompaña la propuesta, serían también de aplicación en esta nueva subasta— a igual sobrecoste unitario para el sistema²¹, y como primer criterio de desempate, *«Se ordenará de mayor a menor número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia.»* [Regla 15.4.c).a.i, según consta en la citada Resolución de 10 de abril de 2017.] En consecuencia, la propuesta debería justificar mejor por qué se excluye este tercer tipo, expresamente defendido en la norma que amparaba la subasta

²¹ Sobrecoste unitario cuyo valor mínimo permitido (los anteriormente citados -9,462 €/MWh) era coincidente para todas las tecnologías, y en el caso de estas instalaciones se obtenía ofertando un descuento del 99,99% respecto al valor estándar de la inversión inicial en [€/MW]),

celebrada el pasado día 17, alineado con las citadas directrices publicadas por la Comisión Europea en 2014 y, más recientemente, con ocasión del llamado paquete legislativo de invierno ('Energía limpia para todos los europeos: desbloquear el potencial de crecimiento de Europa')²².

Dice la MAIN que «*se estima oportuno centrar la convocatoria en las tecnologías eólica y fotovoltaica con un mayor potencial de crecimiento, posibilitando por añadidura, en beneficio del consumidor, la existencia de un mayor nivel de competencia entre ellas.*» Este razonamiento no proporciona una plena justificación, pues no es función de la subasta primar aquellas tecnologías con mayor potencial de crecimiento (antes bien, cabría plantearse si dichas tecnologías verdaderamente aún requieren un apoyo económico y, por ende, un mecanismo concurrencial para su otorgamiento). Tampoco se entiende que la exclusión de las demás tecnologías redunde en un mayor nivel de competencia entre las dos que quedan, a no ser que, como se propone a continuación, se esté pensando en posibilitar mayores porcentajes de reducción sobre el valor estándar de la inversión inicial.

Efectivamente, en el caso de mantenerse la exclusión de las tecnologías distintas de la eólica y fotovoltaica, cabría plantear la modificación de los valores máximos del porcentaje de reducción ofertado (los cuales fueron establecidos en la anterior ocasión mediante la Resolución de 10 de abril de 2017 por la que se convocaba la subasta) como sigue:

En la subasta del 17 de mayo no se atendió la consideración hecha por esta Sala en el sentido de permitir ofertas por descuentos de hasta el 100% del valor estándar de inversión inicial²³; de no atenderse tampoco la consideración hecha ahora a favor de incluir las tecnologías distintas de la eólica y solar fotovoltaica,

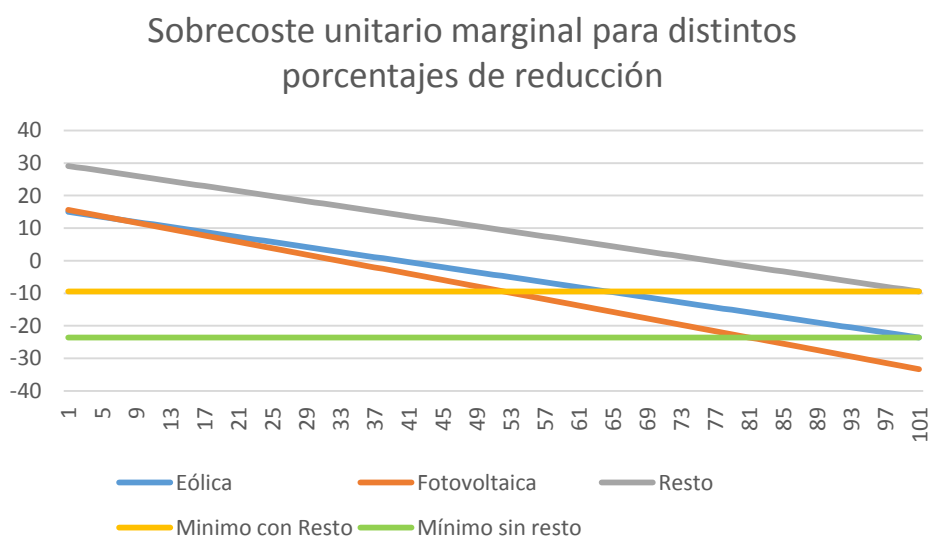
²² El comunicado de prensa y los documentos incluidos en este paquete de medidas pueden ser consultados, respectivamente en: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_es.htm y <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

²³ En el apartado 'Sobre la inclusión de valores mínimos y máximos para el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial' del informe de 7 de febrero de 2017 se explicaban los motivos por los que «*Se considera que no se debería reducir, respecto al de la subasta anterior, el rango en el que porcentaje de reducción está comprendido, ya que disminuir el valor máximo podría reducir la presión competitiva vía precios, y aumentar el valor mínimo constituiría una salvaguarda adicional al resultado de la subasta, redundante con la cuantía del valor estándar de la inversión inicial.*» Posteriormente, en el informe de 4 de abril de 2017 a la propuesta de Resolución por la que se convocó la subasta [expediente SUB/DE/003/17], se hizo ver que «*[...] esta limitación provocaría una reducción de la presión competitiva vía precios. En este sentido, si el resultado de la subasta coincidiese con alguno de los valores máximos de reducción del valor estándar que condujeran a una retribución a la inversión positiva, la asignación podría no ser eficiente (los proyectos que resulten adjudicados podrían no ser los más eficientes) y [esto ocasionaría] que el sobrecoste unitario potencial para el Sistema fuese mayor. Asimismo, esta limitación restringe el rango de porcentajes de reducción dentro del cual las ofertas pueden priorizarse sin necesidad de recurrir a criterios de desempate más discutibles, tales como la mera precedencia en la presentación de las ofertas (por orden de llegada de las ofertas)*»

se recomienda que al menos se modifiquen los valores máximos del porcentaje de reducción permitidos.

En particular, se aconseja que se atribuya a una de las dos tecnologías (de no modificarse el resto de la parametrización, correspondería a la eólica) el 99,99% de porcentaje máximo de reducción, tal y como se estableció en la resolución por la que se convocó la subasta del 17 de mayo para la ITR que aglutinaba las instalaciones distintas de la eólica y fotovoltaica. Una vez deducido el respectivo nuevo sobrecoste unitario mínimo en [€/MWh], se obtendría el porcentaje máximo de reducción correspondiente a la otra tecnología (de no modificarse el resto de la parametrización, sería la solar fotovoltaica). De esa forma se incrementaría sustancialmente el rango de oferta permitido, con el consiguiente impacto positivo sobre la presión competitiva de la subasta, y se minimizaría la necesidad de recurrir a criterios de desempate.

El siguiente gráfico muestra de forma sencilla el sobrecoste unitario marginal mínimo que se obtendría al atribuir ahora a la tecnología eólica el porcentaje máximo de reducción:



Por otro lado, de mantenerse la propuesta circunscrita a las instalaciones eólica y solar fotovoltaica, y para una mayor transparencia, este extremo debería indicarse desde el mismo título de la disposición, tal y como se hizo con ocasión de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, y del RD 947/2015 ('Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica').

3.3 Adaptación de la normativa de acceso y conexión.

Hasta ahora, el otorgamiento o denegación de la retribución constituía la principal herramienta de la que disponía la Administración para controlar el ritmo y grado de implantación de este tipo de generación, en muchas ocasiones de carácter no gestionable (no es el caso de los biocombustibles, o de aquellas tecnologías que lleven aparejado algún tipo de almacenamiento). Desaparecida esa palanca, y en el contexto de una actividad liberalizada como es la producción de energía eléctrica, cobran particular importancia en el ordenamiento de la generación renovable: i) La extensión y revisión periódica del horizonte de planificación, de forma inminente, y ii) El desarrollo reglamentario del acceso y conexión, en virtud de lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

Sobre la planificación, la ahora vigente, que requirió varios años para su desarrollo, alcanza solo hasta 2020²⁴. Desde la perspectiva de la evolución de la red troncal de transporte, se trata de un horizonte de muy corto plazo, insuficiente para amparar el desarrollo de proyectos con periodos de gestación que fácilmente pueden superar los cinco años (y vidas útiles técnicas que se miden en décadas).

En cuanto al acceso y conexión, las líneas maestras de la normativa vigente se remontan a las trazadas en su día por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre²⁵ (RD 1955/2000). La homogeneización en el tratamiento de los avales requeridos²⁶ (que hasta finales de 2015 fue diferente en función del régimen retributivo de las instalaciones, aunque ya dos años antes la LSE había suprimido la distinción entre régimen ordinario y especial), y la extensión (potestativa, desde 5 hasta al menos 10 años)²⁷ de los plazos previstos para la

²⁴ 'Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020', objeto del informe de la CNMC [INF/DE/044/15](#), de 16 de abril de 2015, cuyo apartado 4.3 trata en particular 'Sobre la previsión del cumplimiento de los compromisos en el horizonte 2020'.

²⁵ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, en particular su Título IV ('Acceso a las redes de transporte y distribución. Líneas directas').

²⁶ Introducida por el artículo primero del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.

²⁷ En efecto, según el apartado 2 del artículo 32 ('Desarrollo de las instalaciones de conexión') del repetido RD 1955/2000, « [...] La inversión necesaria será sufragada por el o los promotores de la conexión, pudiendo este o estos designar al constructor de las instalaciones necesarias para la conexión, conforme a las normas técnicas aplicadas por el transportista [o distribuidor, cabe suponer, pues este artículo en particular, y el capítulo en que se encuadra en general, tratan tanto de las redes de transporte como de las redes de distribución], siendo la titularidad de las instalaciones del propietario de la línea a la que se conecta. En todo caso, si las nuevas instalaciones desarrolladas fueran objeto de utilización adicional por otro consumidor y/o generador, el nuevo usuario contribuirá, por la parte proporcional de utilización de la capacidad de la instalación, en las inversiones realizadas por el primero. Dicha obligación sólo será exigible

aplicación de convenios de resarcimiento (en el caso de infraestructuras de evacuación compartidas) son casi los únicos aspectos en los que se ha producido una revisión sustantiva de esta reglamentación.

En efecto, desde entonces se mantiene el principio de ausencia de reserva de capacidad²⁸ (no se contempla en nuestro ordenamiento la precedencia temporal en la conexión) y para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, como las que son objeto de la propuesta, es de aplicación el Anexo XV ('Acceso y conexión a la red') del RD 413/2014, cuya redacción es muy próxima a la del Anexo XI, del mismo nombre, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que lo precedió²⁹.

Entre los principales requisitos técnicos derivados de las normas antedichas, aplicables a instalaciones de producción del antiguo régimen especial (pero no a

en el plazo de cinco años a contar desde la puesta en servicio de la conexión. La Comisión Nacional de Energía [hoy CNMC] resolverá en caso de discrepancias.»

Ahora bien, el apartado 5 de la disposición adicional decimotercera ('Determinación de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución') del propio RD 1955/2000 establece que:

«5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero], por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, [norma ya derogada, salvo por su disposición adicional cuarta; la referencia aplicaría ahora al artículo 21 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre] las nuevas instalaciones necesarias hasta el punto de conexión que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al transportista o distribuidor de la zona, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichas empresas deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste. El titular de la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros nuevos consumidores y/o nuevos generadores, con una duración mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano correspondiente de la Administración competente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.»

²⁸ Según el apartado 3 de los artículos 52 y 60 del citado RD 1955/2000, que tratan del derecho de acceso a las redes de transporte y distribución, respectivamente, «Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia en el sistema eléctrico español de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso.»

²⁹ De hecho es posible retrotraerse más aún: el Anexo XI del Real Decreto 331/2007, de 25 de mayo, retiene a su vez los principales elementos del artículo 20 ('Conexión a red') del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, y de los artículos 4.4 y 5.6 de la Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.

las del antiguo régimen ordinario) cabe destacar, en relación con la potencia máxima admisible en la interconexión, que al menos desde 1998 se mantiene el límite del 50% de la capacidad térmica de la línea (o de la capacidad de transformación de la subestación o centro de transformación en ese nivel de tensión), y que desde 1985³⁰ el límite del 5% de la potencia de cortocircuito en el nudo de conexión. Dado el salto tecnológico experimentado por las tecnologías renovables en los más de 30 años transcurridos, habría llegado el momento de reconsiderar hasta qué punto es apropiado el mantenimiento de determinados límites, establecidos en su día para máquinas asíncronas de tecnologías no gestionables a los equipos de hoy día, síncronos o no, gestionables o no, y que conjuntamente constituyen ahora un elemento imprescindible para garantizar la cobertura de la demanda y la seguridad de suministro.

Por lo tanto, de acuerdo con lo expuesto anteriormente, y en un momento en el que se pone de manifiesto que las tecnologías de generación renovables más maduras podrían ya ser viables sin necesidad de un apoyo económico suplementario a los ingresos por la venta de energía al mercado, resulta necesario acometer una revisión en profundidad de la normativa aplicable a su acceso y conexión a red, normativa que se ha quedado obsoleta y constituirá a partir de ahora, junto con la planificación vinculante de la red de transporte, la única herramienta de ordenación disponible al respecto.

En este sentido, cabe aprovechar que en la actualidad se acomete el cierre de la fase primera del proceso de implementación de los códigos de red de conexión auspiciado por el operador del sistema, para lograr una completa adaptación de, entre otros, el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red (publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea con fecha 27 de abril de 2016; corrección de errores de 16 de diciembre de 2016). Este reglamento tiene incidencia directa además sobre los Procedimientos de Operación del Sistema (P.O.s) de la serie 12³¹.

³⁰ El apartado 4 del artículo 4 ('Condiciones específicas de interconexión de centrales de autogeneración con generadores asíncronos') de la citada Orden de 5 de septiembre de 1985, establece que: «*En los generadores eólicos, para evitar las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones rápidas de la velocidad del viento, la potencia de estos generadores no será superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión.*»

Más adelante, el apartado 5 del artículo 5 ('Condiciones específicas de interconexión de centrales de autogeneración con generadores síncronos') de la misma orden establece que: «*En cualquier caso, además, la potencia de los generadores síncronos accionados por turbinas eólicas no superará el 1/20 de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión, con objeto de evitar las fluctuaciones de tensión originadas por variaciones rápidas de la velocidad del viento.*»

³¹ Los procedimientos de operación de la serie 12 comprenden los siguientes:

- P.O. 12.1. Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte;
- P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad;

Se dan por lo tanto todos los condicionantes de necesidad y oportunidad para cerrar el desarrollo reglamentario del acceso y conexión de las instalaciones de producción de energía eléctrica a las redes de transporte y distribución.

4 CONSIDERACIONES PARTICULARES

4.1 Presión competitiva

Como se ha expuesto, por medio del apartado primero.1 de la propuesta «*se aprueba un cupo de potencia [...] para la asignación del régimen retributivo específico [...] de hasta un máximo de 3.000 MW de potencia instalada para instalaciones [...] definidas en el apartado segundo [eólica y solar fotovoltaica] [...].*»

Un adecuado diseño de subasta requiere garantizar suficiente presión competitiva, al objeto de prevenir el ejercicio de poder de mercado; debe por lo tanto establecerse un volumen objeto de subasta tal que se den condiciones favorables para el mantenimiento de dicha suficiente presión competitiva.

Dado el corto plazo transcurrido desde la subasta del pasado 17 de mayo, se considera particularmente significativo en este sentido el análisis del total de ofertas presentadas entonces por tecnología, distinguiendo cuáles lo fueron al sobrecoste unitario mínimo: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

-
- P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas

Los P.O.'s 12.1 y 12.2 cuentan con versión tanto peninsular como no peninsular; el P.O. 12.3 es aplicable a las instalaciones fotovoltaicas, además de a las eólicas, tras la modificación introducida en el apartado e) del artículo 18 ('Obligaciones de los productores en régimen especial') del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el artículo primero.5 del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. El P.O. 12.3 es además transitoriamente aplicable en todo el territorio nacional en virtud de lo previsto en el apartado d) del artículo 7 ('Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos') y de la disposición transitoria sexta ('Aplicación de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión') del RD 413/2014.

Los P.O.'s 12.1 y 12.2 peninsulares y no peninsulares vigentes datan de 2005 y 2006, respectivamente, y fueron aprobados mediante sendas Resoluciones de la Secretaría General de la Energía de 11 de febrero de 2005 y 28 de abril de 2006, también respectivamente.

La extinta CNE informó, a solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, las propuestas de modificación de los P.O.'s 12.2 peninsular y no peninsular planteadas por el operador del sistema con motivo de su Informe 14/2011, de 26 de mayo de 2011 (https://www.cnmc.es/sites/default/files/1555871_0.pdf).

Por último, en su sesión de 1 de junio de 2017, la Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del operador del sistema de modificación de los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares 12.1 y 12.2 (expediente INF/DE/001/16).

Abundando en este análisis, a continuación se muestran los resultados de una simulación realizada partiendo de la premisa de que en la próxima convocatoria de subasta concurrieran los participantes que no resultaron adjudicatarios en la subasta del 17 de mayo y mantuvieran las ofertas que presentaron entonces.

A partir de esta hipótesis se han considerado dos escenarios alternativos:

- De mantenerse invariable el algoritmo descrito en la Resolución de reglas de subasta (con lo que el primer criterio de desempate aplicaría una prelación por horas de funcionamiento decrecientes), **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**
- Si se modificara el algoritmo en el sentido de las recomendaciones hechas en el Informe de supervisión y propuestas de mejora de la subasta del 17 de mayo (es decir, si se suprimiera la prelación por horas de funcionamiento y se consideraran las ofertas divisibles en la primera fase de resolución), **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

La tabla incluida como anexo detalla, por tecnologías, los resultados de la simulación realizada en ambos escenarios. De izquierda a derecha, las cinco primeras columnas se refieren a los resultados obtenidos en la subasta celebrada el 17 de mayo de 2017: 1) potencia ofertada a sobrecoste unitario mínimo; 2) y 3) potencia adjudicada en [kW] y [%], y 4) y 5) potencia ofertada a sobrecoste unitario mínimo no adjudicada, también en [kW] y [%]. Las dos columnas siguientes muestran, para el primer escenario (algoritmo invariable): 6) y 7) la potencia adjudicada en [kW] y en [%]. Las dos últimas columnas muestran, para el segundo escenario (algoritmo modificado): 8) y 9) la potencia adjudicada, también en [kW] y en [%].

Los resultados anteriores se basan, también, en el supuesto de que no se modifican los parámetros de descuento, sino solo criterios del algoritmo de reglas de la subasta. Como se ha señalado anteriormente, esta Sala propone que el porcentaje máximo de reducción del 99,99% lo marque ahora la eólica, en sustitución del ITR que aglutinaba las instalaciones distintas de la eólica y fotovoltaica. Como se ha indicado, ello permitiría reducir la necesidad de recurrir a criterios de desempate al mismo tiempo que aumentaría la presión competitiva de la subasta.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

Emitir informe a la propuesta de 'Real Decreto por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico', de acuerdo con las consideraciones realizadas con anterioridad.

ANEXO 1: [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

ANEXO 2: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[CONFIDENCIAL]