



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 18/2013 DE LA CNE SOBRE LA
PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL
QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A
PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA
RENOVABLES, COGENERACIÓN Y
RESIDUOS.**

4 de septiembre de 2013

ÍNDICE

1.	RESUMEN Y CONCLUSIONES	4
2.	OBJETO Y ANTECEDENTES	12
3.	CONSIDERACIÓN PREVIA	15
4.	CONSIDERACIÓN GENERAL	16
5.	CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE EL ARTICULADO	18
5.1.	Sobre el artículo 1. Objeto.	18
5.2.	Sobre el artículo 2. Ámbito de aplicación.	19
5.3.	Sobre el artículo 3. Potencia de las instalaciones.	21
5.4.	Sobre el artículo 5. Derechos de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.	23
5.4.1.	Sobre el apartado b): Derecho a transferir al sistema la <i>producción neta</i> de energía eléctrica.	23
5.4.2.	Sobre el apartado d): Prioridad de acceso a la red.	24
5.5.	Sobre el artículo 6. Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.	24
5.5.1.	Sobre el apartado c): Adscripción a un centro de control.	24
5.5.2.	Sobre el apartado d): Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.	25
5.5.3.	Sobre el apartado e): Requisitos del rango de factor de potencia.	26
5.6.	Sobre el artículo 7. Remisión de documentación.	27
5.7.	Sobre el artículo 8. Instalaciones híbridas.	28
5.8.	Sobre el artículo 9. Participación en el mercado.	28
5.9.	Sobre el artículo 10. Participación en los servicios de ajuste del sistema.	31
5.10.	Sobre los artículos 11 y 12. Competencias administrativas y Autorización de instalaciones.	31
5.11.	Sobre el artículo 13. Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.	32
5.12.	Sobre el artículo 15. Inscripción previa.	33

5.13.	Sobre el artículo 19. Cancelación y revocación de la inscripción definitiva	33
5.14.	Sobre el artículo 28. Cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.	34
5.15.	Sobre el artículo 31. Régimen retributivo específico.	34
5.16.	Sobre el artículo 33. Límites del precio de mercado.	43
5.17.	Sobre el artículo 34. Retribución a la inversión.	46
5.18.	Sobre el artículo 36. Retribución de la operación.	48
5.19.	Sobre el artículo 37. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.	49
5.20.	Sobre el artículo 38. Parámetros retributivos de cada tipo de instalación.	50
5.21.	Sobre el artículo 40. Ayudas públicas.	51
5.22.	Sobre el artículo 41. Revisiones y actualizaciones.	51
5.23.	Sobre el artículo 43. Liquidaciones.	52
5.24.	Sobre el artículo 44. Efectos retributivos de la modificación de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico.	55
5.25.	Sobre el artículo 47. Cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética de las cogeneraciones de alta eficiencia.	57
5.26.	Sobre el artículo 49. Incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética.	58
5.27.	Sobre el artículo 50. Incumplimiento de los límites establecidos en el consumo de combustibles en función de las categorías, grupo y subgrupos.	59
5.28.	Sobre la Disposición adicional segunda. Establecimiento de un régimen específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas y las modificaciones de las existentes en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.	60
5.29.	Sobre la Disposición adicional quinta. Cierre de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico.	61
5.30.	Sobre la Disposición transitoria primera. Instalaciones con régimen económico primado reconocido con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.	61
5.31.	Sobre la Disposición transitoria quinta. Remisión de información	62
5.32.	Sobre la aprobación de los procedimientos del sistema de liquidaciones.	63

5.33.	Sobre el acceso a los registros por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Nueva disposición adicional	64
5.34.	Sobre el derecho de los representantes de último recurso de continuar percibiendo una retribución regulada por la representación en mercado de instalaciones de régimen especial.	65
5.35.	Sobre la suspensión cautelar del pago de la retribución específica a los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos por liquidaciones impagadas a sus antiguos representantes de último recurso.	67
5.36.	Sobre la Disposición derogatoria única. Derogación normativa.	70
5.37.	Sobre el Anexo II. Conexión y acceso a la red.	70
6.	MEJORAS DE REDACCIÓN	73
ANEXO I		¡Error! Marcador no definido.

INFORME 18/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS.

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, prevista también en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, teniendo en cuenta, asimismo, lo establecido en las disposiciones adicionales primera y segunda, así como disposición transitoria tercera, de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio y de acuerdo con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del 54 de septiembre de 2013, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Este documento responde a la solicitud de informe preceptivo de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante SEE), sobre la *propuesta de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* (en adelante, la propuesta), una vez analizados los comentarios recibidos en el trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad.

Se considera que con el trámite de urgencia con el que se plantea la consulta, coincidente en el tiempo con un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y varios reales decretos y órdenes, no se garantiza la participación efectiva de los distintos agentes involucrados. Máxime, cuando se solicita informe sobre una nueva metodología de retribución, que afecta tanto a instalaciones nuevas como a

existentes, sin conocer el valor de los parámetros que dotarán de sentido económico dicha metodología, que resulta por otra parte compleja. Asimismo, la memoria que acompaña a la propuesta es muy escueta y no aporta justificación para gran parte de los cambios introducidos.

La propuesta desarrolla el cambio del modelo retributivo aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ya establecido en el reciente Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio. Este modelo es novedoso, pues no tiene reflejo en la UE y deberá ser desarrollado mediante orden ministerial que establecerá unos parámetros difíciles de concretar y cuantificar, sobre todo para las instalaciones existentes.

Cabe recordar que la razón de ser de la existencia de los incentivos económicos a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos es corregir uno de los llamados “fallos de mercado” en el sentido de compensar los costes ambientales, sociales y de suministro a largo plazo que otras formas de generación no internalizan por completo, para así definir un terreno de juego equilibrado y conseguir un desarrollo energético económica y medioambientalmente sostenible que cumpla además con los objetivos previstos en la planificación y con los compromisos adquiridos con la Unión Europea.

Los incentivos económicos se contemplaron en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, de forma que las instalaciones que utilizan fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos alcanzasen una rentabilidad razonable, teniendo en cuenta el precio del dinero en los mercados de capitales. Al mismo tiempo, se diseñaron estos incentivos de forma que se incentivara la producción de energía eléctrica mediante tecnologías novedosas y poco maduras.

Ahora bien, el Real Decreto-Ley 9/2013 modifica la estructura de estos incentivos: establece una retribución específica, con un término fijo por unidad de potencia instalada, completado en su caso, por un término de operación, para que las instalaciones perciban con mayor claridad la señal de precio del mercado. La nueva

metodología pretende promover estas energías mediante incentivos económicos calculados para que la instalación obtenga una rentabilidad razonable financiada con recursos propios. Se define esta rentabilidad antes de impuestos como las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario, incrementado con un diferencial de 300 puntos básicos.

Esta Comisión considera que el diseño de los mencionados incentivos económicos debe basarse en la definición de unos adecuados parámetros de eficacia (consecución de los objetivos establecidos) y de eficiencia (lograr que dicho cumplimiento se realice al menor coste posible). En este sentido, se ha de señalar que no se tiene constancia de que exista un modelo retributivo similar al reflejado en la propuesta en ninguna jurisdicción de la Unión Europea, así como tampoco en otros países de cuyos sistemas de apoyo se tiene conocimiento a través de asociaciones internacionales de organismos reguladores. La nueva metodología podría asegurar una rentabilidad razonable en la medida en que ofrece una retribución adicional a las instalaciones durante su vida útil, lo cual igualaría el terreno de juego para que puedan participar en el mercado percibiendo asimismo la señal del precio del mercado sin distorsiones.

La nueva metodología incorpora revisiones periódicas de la retribución específica con el fin de asegurar la obtención de la denominada rentabilidad razonable, evitando *infra-retribuciones*, y también *supra-retribuciones*; sin embargo, presenta asimismo grandes incertidumbres para su aplicación a las aproximadamente 60.000 instalaciones existentes, ya que su aplicación depende de una serie de parámetros estándar que serán definidos en la orden de desarrollo del real decreto.

Se define la retribución específica compuesta por dos términos: uno relativo a la inversión, y otro, a la operación. El primero es un término por unidad de potencia instalada que pretende cubrir los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía, mientras que el segundo, es un término por unidad de energía para cubrir los mayores costes de explotación en relación con los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

Cuando el término de operación tenga un valor significativo, por ejemplo, en tecnologías con costes variables relevantes, como la cogeneración, podría suceder que su funcionamiento fuera indiferente a la señal del precio de mercado. Con el fin de promover una operación eficiente y que estas instalaciones obtengan una señal de precio adecuada, cabría plantear la eliminación del término de operación e incluir en el cálculo del término de inversión todos los costes de inversión y de explotación no recuperados por la venta de energía y por otros posibles ingresos de explotación, tales como la venta del calor en las instalaciones de cogeneración o los ingresos por la venta de electricidad al consumidor asociado. En su caso, las posibles variaciones trimestrales/semestrales de los precios de los combustibles fósiles usados en la cogeneración, podrían dar lugar a la revisión del término de inversión, de forma análoga a como se recoge en el artículo 41 de la propuesta.

Se echa en falta en el articulado de la propuesta la definición del concepto de número estándar de horas equivalentes de funcionamiento por instalación tipo; la orden ministerial por la que se aprueben los parámetros retributivos debiera especificar, para cada instalación tipo, el número estándar de horas equivalentes de funcionamiento implícito que se ha tenido en cuenta; con tal fin, la propuesta que ahora se informa debería aludir a dicho concepto.

Por otra parte, en la formulación adoptada por la propuesta, el término de retribución a la inversión puede alcanzar valores negativos. La posibilidad de una *retribución* negativa podría considerarse incompatible con el diseño de un régimen retributivo específico que persigue fomentar este tipo de producción complementando los ingresos obtenidos de la venta de energía en el mercado. A falta de conocer la propuesta de orden por la que se aprueben los parámetros retributivos necesarios para la aplicación de la propuesta ahora informada, esta Comisión considera que, en todo caso, para una mayor transparencia regulatoria, esta posibilidad debiera ser expresamente excluida en el texto de la propuesta.

Adicionalmente, en el caso de las instalaciones existentes, la referida formulación conlleva aplicar a una corriente de flujos de caja pasados (basados en los estándares de ingresos medios y costes de explotación definidos para cada

instalación tipo) una tasa de retribución financiera que podría ser distinta a la considerada en el momento en el que se adoptaron las decisiones de inversión que generaron dicha corriente de flujos.

En línea con lo anterior, no parece conveniente el establecimiento de una retribución adicional aplicable a las instalaciones situadas en los sistemas no peninsulares. Es cierto como señala la memoria de la propuesta que las energías renovables reducen el coste de generación en los sistemas aislados pero también reducen el precio del mercado en la península, y por otra parte, que en los sistemas no peninsulares la penetración de estas tecnologías es relativamente inferior que la media peninsular, aunque esto también sucede en algunas Comunidades Autónomas de la península y no se proponen para ellas incentivos adicionales. Las causas de esta menor penetración no están tanto en un recurso relativo inferior sino más bien en unos procedimientos administrativos autorizatorios o de ocupación del territorio más complejos. La CNE considera que el fomento de la generación a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos, debería seguir siendo tratado de manera homogénea en todo el territorio nacional, puesto que estas instalaciones son tan ventajosas en la península como fuera de ella, dado que con ellas se reduce la dependencia energética y las emisiones de CO₂ globales, permitiendo además cumplir los compromisos europeos establecidos respecto a estas energías. Ello no es óbice de que puedan celebrarse puntualmente subastas de nueva capacidad renovable en cualquier lugar del territorio nacional, si la política energética y medioambiental así lo entendiera.

Por otra parte, la Comisión valora positivamente la desaparición del límite de 50 MW de potencia instalada para la inclusión en un régimen diferenciado; se unificaría así la regulación aplicable a todas las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, con independencia de su potencia. Por otra parte, y a falta de justificación para su exclusión, debería adaptarse el ámbito de aplicación de la propuesta para no dejar fuera del mismo a las instalaciones hasta ahora incluidas en los grupos/subgrupos a.1.3 (cogeneración con biomasa), b.7.3 (biocombustibles líquidos) y c.3 (residuos que se consumen al

menos en el 50% de la energía primaria utilizada) del derogado Real Decreto 661/2007. Debe asimismo tenerse presente la definición de parámetros retributivos específicos para las instalaciones acogidas al artículo 45 y a la disposición transitoria segunda de dicho Real Decreto 661/2007.

Se recomienda definir mejor los criterios para establecer si una instalación es independiente o debería ser considerada junto a otras, como *una única* instalación; debería también especificarse qué se entiende por *potencia pico* de una instalación solar fotovoltaica. Se echa en falta asimismo una definición del concepto de *producción neta*.

El derecho de acceso debería verse expresamente acompañado de los derechos de conexión y prioridad de evacuación de las energías renovables y de la cogeneración de alta eficiencia; esta Comisión entiende asimismo que cada solicitud de acceso y conexión en el caso de que el gestor de red no acepte el punto solicitado por el titular o promotor, requiere un análisis detallado y específico de la capacidad de la red.

En cuanto a las obligaciones de las instalaciones: i) se aconseja fijar un plazo transitorio para la adscripción a un centro de control de las instalaciones comprendidas entre 5 y 10 MW; ii) se debería detallar en el propio articulado los requisitos básicos de respuesta de las instalaciones frente a huecos de tensión; y iii) se debería restablecer para las instalaciones acogidas al autoconsumo en la modalidad de venta de energía excedentaria, el derecho a vender toda o parte de su producción neta.

En relación con la documentación acerca de las instalaciones y los registros en que esta se recopila, se considera que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia debería tener acceso a la información contenida en los mismos, así como las Comunidades Autónomas en su ámbito territorial; los representantes de las instalaciones deberían quedar habilitados en la norma para poder remitir la documentación necesaria.

Se recomienda relajar la restricción para actuar como representantes en el mercado a los sujetos que superen un 5% de cuota conjunta de participación en la oferta del mercado de producción, pues dificultaría el desarrollo de representantes con una cuota comparable a la que actualmente tienen los mayores operadores.

En materia de autorizaciones, se propone suprimir las referencias al término “*sustancial*” en relación con las modificaciones.

Se considera desproporcionado cancelar la inscripción por razón de variaciones experimentadas en la inversión asociada a las instalaciones o cualesquiera otras modificaciones experimentadas por las mismas; en su lugar, se propone reajustar el régimen retributivo específico en función de los nuevos valores de inversión. Otro tanto cabe decir, en el caso de la cogeneración, en relación con el segundo incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética, o en las hibridaciones, si se incumplen los límites de consumo de combustibles; la pérdida del régimen retributivo específico en el año en que hubiera incumplido se considera una penalización suficiente.

La propuesta define un periodo regulatorio de 6 años de duración dividido en dos semiperiodos regulatorios de 3 años. El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el Anteproyecto de Ley (APL) del Sector Eléctrico establecen periodos regulatorios de 6 años de duración. Dado que en otras propuestas de marcos retributivos para actividades reguladas que están siendo informadas por esta Comisión no se contemplan estos “semiperiodos”, y puesto que el APL opta por homogeneizar la duración de los períodos regulatorios establecidos para la revisión de las distintas retribuciones reguladas, se considera necesario que en la Memoria de la propuesta, o incluso en el propio preámbulo de la misma, se motive suficientemente la introducción de dichos “semiperiodos regulatorios”.

A fin de conciliar el establecimiento de una retribución *anual*, sujeta al cumplimiento de requisitos también anuales, con la liquidación *mensual* de dicha retribución, deben tenerse presente los siguientes aspectos:

- Debería facilitarse alguna indicación acerca de la metodología de reparto de dicha retribución anual en 14 liquidaciones mensuales.
- Debería especificarse el tratamiento retributivo en el primer año de explotación, también a efectos de los límites en el consumo de combustibles, así como la fecha exacta de finalización del derecho al cobro de retribución a la inversión.
- Se propone establecer un número mínimo de horas de funcionamiento equivalentes en meses anteriores que pudiera condicionar el pago retributivo a cuenta (con la redacción actual, numerosas plantas actualmente sin producción percibirían provisionalmente una retribución a la inversión que luego deberían devolver).
- También para los límites de precio de mercado cabría establecer un mecanismo de pago (cobro) a cuenta, en caso de que dichos límites se superen en el año.

También a propósito del régimen retributivo y su liquidación:

- La energía neta empleada en el cálculo de las horas de funcionamiento debe ser la imputable a la potencia nominal inscrita en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.
- Se debería extender a todas las instalaciones el tratamiento previsto para la cogeneración, de modo que, de no alcanzar el número mínimo de horas, no perdieran toda la retribución a la inversión, sino que les fuera reducida de forma proporcional a las horas de funcionamiento.
- Debería definirse con precisión qué se entiende por precio medio anual del mercado diario, quién y cómo lo calculará, en particular si se considerarían distintos precios medios en función de la tecnología de la instalación; el establecimiento de *un* solo límite superior y uno inferior se considera suficiente, por otra parte.

- La información actualmente disponible en el sistema de liquidaciones no permitiría determinar de modo inequívoco para todas las instalaciones, con las definiciones ahora propuestas, la potencia a efectos retributivos.
- Se propone que la frecuencia obligatoria de lectura para los puntos tipo 5 de generación sea al menos la misma que para los puntos tipo 5 de consumo.
- El encargado de lectura y el representante deben figurar junto a los operadores del sistema y del mercado como sujetos determinantes en el desarrollo del proceso de liquidación.

En cuanto al cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética, se recomienda habilitar, para aquellas instalaciones cuya producción haya sido nula, una *declaración de no producción* durante un año natural, de modo que no le sea tenido en cuenta a tales efectos.

La propuesta, o bien su normativa de desarrollo, debería establecer un sistema de certificación del origen de la biomasa y el biogás que incluya su trazabilidad.

Esta Comisión recomienda que se clarifique mediante una disposición adicional nueva que los comercializadores de último recurso o de referencia deben continuar prestando servicios de representación, y sus condiciones. Se propone asimismo suspender de manera cautelar la liquidación del régimen retributivo específico a aquellos productores con liquidaciones negativas pendientes de pago a sus antiguos representantes de último recurso.

2. OBJETO Y ANTECEDENTES

El objeto de este informe es dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante, SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, con entrada en el registro general de la CNE con fecha 16 de julio de 2013, por el que solicita a esta Comisión la emisión de informe preceptivo, con carácter de urgencia, sobre la *propuesta de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*

(en adelante, la propuesta), así como dar trámite de audiencia a los interesados en un plazo inferior a 10 días a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad, a quienes la propuesta es enviada ese mismo día. La propuesta adjunta una Memoria de análisis de impacto normativo cuyo apartado B resume su contenido. Las alegaciones recibidas se adjuntan como ANEXO I. Se han recibido comentarios de:

- Endesa.
- Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (ANPIER).
- Ente Vasco de la Energía (EVE).
- Iberdrola.
- Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.
- Enel Green Power España.
- Asociación Española de Fabricantes de Pasta, Papel y Cartón (ASPAPEL).
- Junta de Castilla y León.
- Junta de Andalucía.
- Enercrisa.
- Asociación de Empresas para el Desimacto Ambiental de los Purines (ADAP).
- Green Peace España.
- GDF Suez.
- Generalitat de Catalunya.
- Eusko Jaurlaritza (Gobierno Vasco).
- Asociación de Representantes en el Mercado Ibérico de Electricidad (ARMIE).
- Govern de les Illes Balears.
- Federación Empresarial de la Industria Química Española (FEIQUE).
- Intermalta Energía, S.A.
- Confederación Nacional de Cunicultores (CONACUN).
- Gobierno del Principado de Asturias.
- Sener Ingeniería y Sistemas.
- Repsol.
- Eoliccat.

- Cogeneración Gequisa.
- Grupo Industrial Crimidesa.
- Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar).
- Asociación Española de Biogás (AEBIG).
- Comunidad de Madrid.
- Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
- Abengoa Solar.
- WWF España.
- Gobierno de Extremadura.
- Gamesa.
- Foro de Generadores de Energía de Residuos (FGER).
- Sociedade Galega do Medio Ambiente (SOGAMA).
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)
- Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA).
- CIDE.
- Red Eléctrica de España (REE) Transportista Único.
- Red Eléctrica de España (REE) Operador del Sistema.
- Unión por la Biomasa.
- Asociación de Comercializadores independientes de energía (ACIE).
- Xunta de Galicia.
- Fortia Energía, S.L..
- Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA).
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España).
- Cobra Sistemas y Redes.
- Zabalgarbi.
- Asociación de Agentes Comercializadores Externos del Sistema Eléctrico (ASAE).
- Asociación de Productores de Energía Hidroeléctrica (URWATT).
- Gobierno de Aragón.
- Asociación Empresarial Eólica (AEE).

- Gobierno de Canarias.
- Gas Natural Fenosa.
- Acciona
- EDP Renováveis
- Generalitat Valenciana
- Gobierno de Navarra
- Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios - HISPACOOOP
- Colegio de Ingenieros de Montes
- Aprean Renovables
- Asociación Nacional de Productores de Ganado Porcino (ANPROGAPOR)

Se considera que con el trámite de urgencia con el que se plantea la consulta, coincidente en el tiempo con un Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico y varios reales decretos y órdenes, no se garantiza la participación efectiva de los distintos agentes involucrados.

Con fecha 31 de julio de 2013, el Consejo de la CNE aprobó el Informe 16/2013, sobre el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, en el que se recoge el mecanismo de “retribución específica” contenido en el RD Ley 9/2013 sobre el que se basa la propuesta. La CNE no formuló objeciones de fondo a este mecanismo, aunque propuso modificar su forma en el sentido de que los incentivos que se estableciesen tuviesen únicamente una componente fija (por unidad de potencia instalada), con el fin de hacer más transparente la señal de precio de mercado a sus titulares.

3. CONSIDERACIÓN PREVIA

Este informe no efectúa valoraciones sobre el cambio significativo que introduce esta propuesta de real decreto en el marco retributivo de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado porque se considera que el mismo se ajusta a los principios

legalmente establecidos en la Disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Debe advertirse asimismo que determinadas medidas regulatorias incluidas en la propuesta requerirían para su aplicación de la previa aprobación del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, pues no tendrían amparo en la Ley vigente a la fecha de redacción de este informe.

4. CONSIDERACIÓN GENERAL

En primer lugar, la CNE considera que el plazo que ha sido necesario dar a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para presentar alegaciones a la propuesta, como consecuencia de su tramitación con carácter de urgencia es insuficiente, teniendo en cuenta la importancia de la norma y las decenas de miles de productores afectados, máxime cuando se solicita informe sobre una nueva metodología retribuida plasmada en una norma con rango de decreto sin conocer el valor concreto de los parámetros que dotarán de sentido económico dicha metodología y que serían determinados mediante Orden. Se requiere pues a los miembros del Consejo Consultivo y a esta Comisión un análisis necesariamente incompleto, a falta de disponer de toda la información y del tiempo material necesarios para un análisis de la profundidad que el fondo del asunto exige.

La propuesta desarrolla el cambio del modelo retributivo aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ya establecido en el reciente Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio. Dicho nuevo modelo afectaría tanto a instalaciones nuevas como existentes mediante una formulación compleja que obedece a unos parámetros difíciles de concretar y cuantificar, sobre todo para las instalaciones existentes.

Cabe recordar que la razón de ser de la existencia de los incentivos económicos a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos es

corregir uno de los llamados “fallos de mercado” en el sentido de compensar los costes ambientales, sociales y de suministro a largo plazo que otras formas de generación no internalizan por completo, para así definir un terreno de juego equilibrado y conseguir un desarrollo energético económica y medioambientalmente sostenible que cumpla los objetivos previstos en la planificación y los compromisos adquiridos con la Unión Europea, esto es, reducir la fuerte dependencia energética del país, contribuir a su desarrollo industrial, el reequilibrio de la balanza de pagos y la creación y mantenimiento de puestos de trabajo estables y de calidad, aparte de mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y minimizar el impacto ambiental de las actividades eléctricas.

Esta Comisión considera que el diseño de los mencionados incentivos económicos debe basarse en la definición de unos adecuados parámetros de eficacia (consecución de los objetivos establecidos) y de eficiencia (lograr que dicho cumplimiento se realice al menor coste posible). La transparencia, estabilidad y predictibilidad en la actualización y, en su caso, modificación de los incentivos económicos, en la medida en que reducen la incertidumbre regulatoria, fomentan las inversiones competitivas en nueva capacidad y minimizan el coste de financiación de los proyectos, reduciendo en definitiva el coste final para el consumidor.

La nueva metodología podría asegurar una rentabilidad razonable en la medida en que ofrece una retribución adicional a las instalaciones durante su vida útil, lo cual igualaría el terreno de juego para que puedan participar en el mercado, permitiendo que reciban la señal del precio del mercado sin distorsiones.

La nueva metodología incorpora revisiones periódicas de la retribución específica con el fin de asegurar la obtención de la denominada rentabilidad razonable, evitando *infra-retribuciones*, y también *supra-retribuciones*; sin embargo, presenta asimismo grandes incertidumbres para su aplicación a las aproximadamente 60.000 instalaciones existentes, ya que su aplicación depende de una serie de parámetros estándar que serán definidos en la orden de desarrollo del real decreto.

Por último, se pone de manifiesto que el contenido de la memoria que acompaña la propuesta es bastante reducido —poco más que un índice comentado— si se tiene en consideración el alcance de la norma que cambia por completo el mecanismo retributivo aplicable hasta la fecha. A modo de ejemplo, se hace ver que no se aporta justificación alguna en aspectos tales como la reorganización de las categorías, grupos y subgrupos en que se clasifican las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta (siendo así que hay algún grupo que desaparece sin que se haya contemplado una posible reclasificación), o la referencia que se hace a la potencia pico de la tecnología solar fotovoltaica, en lugar de a la nominal.

5. CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE EL ARTICULADO

5.1. Sobre el artículo 1. Objeto.

La propuesta de real decreto tiene por objeto el establecimiento del régimen jurídico y económico de *todas* las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, con independencia de su potencia instalada; desaparece pues el límite máximo de 50 MW de potencia instalada anteriormente fijado como requisito para la inclusión de las citadas instalaciones en un régimen diferenciado.

Esta Comisión valora positivamente la desaparición del antedicho límite de potencia, que elimina las diferencias regulatorias (administrativas, económicas y técnicas) que existen hasta la fecha entre plantas que, aun empleando idéntica tecnología y fuente de energía, pertenecen, por razón de su potencia, a regímenes económicos distintos. Por lo tanto, se unificaría la regulación aplicable a todas las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en particular la adquisición de los derechos (prioridad de acceso y conexión a la red, así como de evacuación o despacho, y la percepción de una retribución específica, en su caso) y obligaciones (adscripción a centro de control, envío de telemidas,

cumplimiento de requisitos frente a huecos de tensión) que se les atribuyen, con independencia de la potencia instalada.

En concreto, esto significa que las instalaciones hidráulicas de potencia superior a 50 MW y los ciclos combinados que cogeneran con alta eficiencia, hasta ahora situados en el régimen ordinario, podrán tener los derechos que les otorgan las Directivas de 2004 y de 2009 de promoción de la cogeneración y las energías renovables, respectivamente.

5.2. Sobre el artículo 2. Ámbito de aplicación.

El apartado 1 clasifica las instalaciones en categorías, grupos y subgrupos; desaparecen los grupos/subgrupos a.1.3¹, b.7.3² y c.3³, que contemplaba el derogado Real Decreto 661/2007⁴, de 25 de mayo (RD 661/2007). Esta Comisión considera que no existen motivos para excluir las instalaciones existentes acogidas a los citados grupos/subgrupos del ámbito de aplicación de la propuesta, por lo que se propone su inclusión. En estos momentos existen 27 instalaciones en el a.1.3 (cogeneración con biomasa), una instalación en el b.7.3 (biocombustibles líquidos) y otra más en el c.3 (residuos que se consumen al menos en el 50% de la energía primaria utilizada). Por ello, se propone la inclusión de los párrafos siguientes en el artículo 2.1:

¹ Cogeneraciones que utilicen como combustible principal la biomasa y/o biogás

² Centrales que utilicen como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos

³ Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior

⁴ Tanto el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, como el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, están derogados expresamente en virtud de la disposición derogatoria única, en su apartado 2, del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de Julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

No obstante, la disposición transitoria tercera del citado Real decreto-ley 9/2013, en su punto 1, recoge expresamente la aplicación transitoria de ambos reales decretos hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica previsto en la disposición final segunda del propio Real Decreto-ley.

“1. a) (...) 1 (...) Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran acogidas al grupo a.1.3 del real decreto 661/2007, que utilicen como combustible principal la biomasa y/o biogás (...)
b) (...) 7 (...) Subgrupo b.7.3. Centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran acogidas al grupo b.7.3 del real decreto 661/2007 y utilicen como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos (...)
c) (...) 3 Grupo c.3. Centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran acogidas al grupo c.3 del real decreto 661/2007 y utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior

Adicionalmente, se debe hacer la siguiente modificación:

c) (...) 4.3. Grupo c.4 e-3. Centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran acogidas al grupo c.4 del real decreto 661/2007, utilizando como combustible productos de explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica por su elevado contenido en azufre o cenizas, representando los residuos más del 25% de la energía primaria”

Por otra parte, y si bien las disposiciones transitorias primera y segunda de la propuesta tienen en consideración las instalaciones acogidas al artículo 45 y a la disposición transitoria segunda del RD 661/2007⁵, respectivamente, debe tenerse presente la necesidad de contemplar las correspondientes clasificaciones retributivas que han sido de aplicación a dichas instalaciones a la hora de establecer los parámetros retributivos tipo a los que hace referencia el artículo 38 de la propuesta y calcular el valor neto del activo al que alude su Anexo XI. En este sentido, la CNE respalda la necesidad, expresada en el apartado 9 de la citada disposición transitoria primera de la propuesta, de que la orden por la que se aprueben los parámetros

⁵ El artículo 45 del RD 661/2007 consideran sujetas a retribución primada instalaciones renovables distintas de las solares termoeléctricas, eólicas o hidroeléctricas de potencia instalada mayor de 50 MW, así como plantas de cogeneraciones y residuos de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW.

En la disposición transitoria segunda se contemplan instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotación de porcino, de pechines (lodos derivados de la producción de aceite de oliva) y de otras plantas de tratamiento y reducción de lodos.

retributivos incluya *“una relación biunívoca entre los nuevos tipos de instalación que se definan y la clasificación anteriormente vigente, a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable, de forma que a cada instalación existente le correspondan, sin ambigüedad, unos nuevos parámetros retributivos”*.

5.3. Sobre el artículo 3. Potencia de las instalaciones.

Este artículo establece qué se entiende por potencia nominal de una instalación; en particular, especifica la misma en los casos de plantas eólicas, fotovoltaicas y de cogeneración.

No obstante, la propuesta no recoge criterios más específicos como los contemplados por el RD 661/2007 para determinar qué se considera *una única instalación*, si bien remite al artículo 38.3 donde se recogen estos criterios a efectos del cálculo de la retribución específica a ser establecida mediante orden ministerial en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la propuesta.

Téngase en cuenta que la potencia de la instalación o, en su caso, de la agrupación en la que se inscribe, determina asimismo la sujeción de la misma a una serie de requisitos técnicos, como pueden ser la adscripción a un centro de control o la capacidad de soportar huecos de tensión, etc. que son objeto del Artículo 6 de la propuesta (‘Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos’).

En consecuencia, se propone añadir el siguiente párrafo al final, en el punto 1 del artículo 3:

“En todas las instalaciones del ámbito de aplicación de este real decreto, a efectos de determinar la potencia nominal se deberán cumplir además los criterios específicos establecidos en el artículo 38.3 del mismo”.

Por otra parte, este artículo define la potencia nominal correspondiente a una instalación de tecnología solar fotovoltaica como *“la suma de la potencia pico de los paneles fotovoltaicos que configuran dicha instalación”*, pero no se especifica qué se

entiende por potencia pico: la propuesta no ha incluido las dos notas a pie de tabla que la Disposición final segunda de la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo introdujo en el que ahora sería Anexo V ('Modelo de inscripción en el registro de administrativo de instalación de producción energía eléctrica'), las cuales definían los conceptos de potencia pico y tecnología de seguimiento, respectivamente. En todo caso, y dado que la potencia pico pasaría a determinar la potencia nominal, se sugiere que, además de recuperar la nota al pie del Anexo, se incorpore un inciso con la siguiente redacción:

*"[...] En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia nominal de una instalación será la suma de la potencia pico de los paneles fotovoltaicos que configuran dicha instalación. En ningún caso la potencia del inversor de la instalación podrá ser superior a la potencia nominal de la misma. **Se define potencia pico de una instalación fotovoltaica como la suma de las potencias unitarias de los paneles fotovoltaicos que la componen.** [...]"*

En relación con este particular, esta Comisión comparte la propuesta al considerar en la tecnología fotovoltaica la potencia pico, en lugar de la nominal del inversor, porque esta potencia refleja con mayor claridad la potencia realmente instalada y presenta una mayor correlación con la energía a producir por instalación, sin perjuicio de que deba poner de manifiesto la falta de justificación de este hecho en la memoria que acompaña la propuesta.

Finalmente, esta Comisión señala que a lo largo de la propuesta se hace referencia a los términos '*potencia instalada*' y '*potencia* (sin especificar) *de la/s instalación/es*', pero los tipos de potencia definidos en la propia propuesta son: '*potencia nominal*' según este artículo 3, y potencias '*bruta*' y '*neta*' según la *propuesta de real decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica*, sometido también con carácter de urgencia a informe preceptivo de esta Comisión. Por lo tanto, y con objeto de evitar dudas en la interpretación del articulado, se sugiere que se sustituyan las referencias a la '*potencia instalada*' o '*potencia de la/s*

instalación/es' por los términos de potencia nominal o potencia bruta, y en su caso, por potencia neta expresamente definidos en estas normas.

5.4. Sobre el artículo 5. Derechos de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

5.4.1. Sobre el apartado b): Derecho a transferir al sistema la *producción neta* de energía eléctrica.

El apartado b) del artículo 5 contempla este derecho, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red de distribución o transporte, pero **no define qué se entiende por '*producción neta*' de energía eléctrica**⁶. Asimismo, se debe recoger entre los derechos de los productores la venta de excedentes cuando los productores estén asociados a consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo, que se incluye en el artículo 1.2.b) de la propuesta de Real Decreto de autoconsumo. A este respecto, se propone modificar el mencionado apartado b):

“b) Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red, entendiendo como tal la energía eléctrica bruta generada por la planta menos los consumos propios del sistema de generación de energía eléctrica. En el caso de los productores asociados a consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo definida en el artículo 1.2.b) del real decreto que lo regula, tendrán derecho a transferir al sistema dicha energía neta, de forma total o parcial.”

⁶ Además, en el apartado b) del artículo 4 ('Contratos con las empresas de red') se citan las "previsiones de producción neta y venta y consumo." como uno de los extremos a incluir en dichos contratos.

5.4.2. Sobre el apartado d): Prioridad de acceso a la red.

Las directivas europeas⁷ otorgan prioridad de acceso a la red (la normativa comunitaria no distingue entre conexión y acceso) a la electricidad generada a partir de fuentes renovables y cogeneración, siempre y cuando no se ponga en peligro la fiabilidad y seguridad del sistema. Con objeto de que la prioridad de acceso no se vea imposibilitada por falta de prioridad en la conexión, se recomienda que la redacción de este apartado especifique también la prioridad de conexión; sería asimismo conveniente recoger en el articulado, la prioridad de evacuación, con independencia del grado de detalle especificado en el Anexo II ('Conexión y acceso a la red') de la propuesta. En consecuencia, se sugiere la siguiente redacción:

“d) ~~La energía eléctrica procedente de~~ Las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia tendrán prioridad de conexión y acceso a la red, así como prioridad de evacuación, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad de la red. “

5.5. Sobre el artículo 6. Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

5.5.1. Sobre el apartado c): Adscripción a un centro de control.

Este apartado rebaja de 10 MW a 5 MW el límite de potencia (potencia instalada, se supone, pero debería indicarse expresamente) a partir del cual se impone a las instalaciones o agrupaciones la obligación de adscripción a un centro de control de generación. La CNE propone establecer un periodo transitorio para la adaptación de las instalaciones o agrupaciones de potencia instalada comprendida entre 5 MW y 10 MW existentes, durante el que no sería de aplicación la penalización establecida por incumplimiento, para lo cual se propone añadir una Disposición transitoria décima con la siguiente redacción:

⁷ 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.

Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

“Disposición transitoria décima. Cumplimiento de la obligación de adscripción a un centro de control de generación por las instalaciones y agrupaciones con potencia instalada superior a 5 MW e inferior o igual a 10 MW.

Las instalaciones y agrupaciones de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto que a la fecha de entrada en vigor del mismo tengan una potencia instalada superior a 5 MW e igual o inferior a 10 MW tendrán de plazo hasta el XX de XXXX de 2014, inclusive, para adaptarse al cumplimiento de la obligación de adscripción a un centro de control de generación establecida en el artículo 6.”

Por otra parte, existe una errata en la redacción en el cuarto párrafo de éste apartado, puesto que en lugar de referirse a las instalaciones de **conexión**, se debería hacer referencia a las instalaciones de **comunicación**:

5.5.2. Sobre el apartado d): Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

El contenido de este apartado debiera corresponderse con el del apartado e) del artículo 18 del RD 661/2007, pero se ha desprovisto éste de todo detalle. La obligatoriedad del cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión parece hacerse extensiva a *todas* las instalaciones y agrupaciones de instalaciones, sin especificar tecnología o tamaño, y se omiten las consecuencias de un posible incumplimiento, así como a la normativa concreta aplicable, más allá de una remisión genérica a la misma. Tampoco se referencia la Disposición transitoria novena de la propia propuesta (‘Aplicación de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión’), donde se incluye más información, sujeta no obstante al citado desarrollo normativo.

Se considera que este aspecto tiene relevancia suficiente como para que el articulado establezca mediante el adecuado rango normativo el ámbito de aplicación de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, que luego serán desarrollados en el correspondiente procedimiento de operación. Por ello, se sugiere una nueva redacción para este apartado:

*“d) Las instalaciones y las agrupaciones de instalaciones **eólicas o fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el artículo 6.1, tanto ubicadas en la Península como en los territorios no peninsulares,** están obligadas al cumplimiento de ~~los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión según lo establecido mediante la normativa de aplicación correspondiente lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3, ‘Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas’ aprobado mediante Resolución de 4 de octubre de 2006 de la Secretaría General de Energía, hasta tanto se desarrolle el procedimiento de operación específico previsto en la disposición transitoria novena de este real decreto. El cumplimiento de esta obligación será condición necesaria para la percepción de la retribución de mercado y del régimen retributivo específico regulado en el Título V.~~*

5.5.3. Sobre el apartado e): Requisitos del rango de factor de potencia.

La propuesta habilita a la Secretaría de Estado de Energía a modificar, con carácter anual, “*el citado rango [, que] podrá ser diferente en función de las zonas geográficas, de acuerdo con las necesidades del sistema*”; el incumplimiento de esta obligación conllevaría una penalización, luego tendría impacto en la liquidación. Adicionalmente, existe una penalización por incumplimiento del rango obligatorio, que se cuantifica en el Anexo III. Sin embargo, no queda claro en la propuesta cómo se deben aplicar las mismas, por lo que se propone que se establezca por Resolución.

*“e) (...) El incumplimiento de esta obligación conllevará el pago de la penalización contemplada en el citado anexo III para las horas en que se incurra en incumplimiento. **La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá por resolución el procedimiento de aplicación de las penalizaciones por incumplimiento.** (...)”*

5.6. Sobre el artículo 7. Remisión de documentación.

Este artículo contempla la remisión de cierta información *exclusivamente* al Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El homónimo artículo 19 del RD 661/2007 disponía el envío de la documentación al órgano competente que hubiera autorizado la instalación, el cual, de ser dependiente de una Comunidad Autónoma, tenía un plazo de un mes para reenviarla a la CNE.

Esta Comisión considera que la propuesta debe recoger expresamente que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá acceso a dicha documentación, así como las Comunidades Autónomas en su ámbito territorial.

Se considera asimismo conveniente la habilitación del representante del titular de la instalación para la remisión de la documentación, pues en el ámbito del proceso de liquidación ésta se ha de producir a través de medios telemáticos y, preferentemente, por medio del representante. De acuerdo con lo anterior, se sugiere realizar las siguientes modificaciones:

“1. Los titulares de las instalaciones incluidos dentro del ámbito de aplicación del presente real decreto deberán enviar, bien por sí mismos o a través de sus representantes, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en su caso, al órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente la información...”

*“2. Los titulares de las instalaciones inscritas en el Registro de régimen retributivo específico, **bien por sí mismos o a través de sus representantes,** deberán enviar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la información relativa a (...) cualesquiera [otros] aspectos que sean necesarios para el adecuado establecimiento y revisión de los regímenes retributivos.*

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo dará acceso a dicha información mediante un procedimiento electrónico a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, en su ámbito territorial.”

5.7. Sobre el artículo 8. Instalaciones híbridas.

5.7.1. Sobre los apartados 1 y 2: Concepto y tipos de instalaciones híbridas.

Estos apartados establecen qué se entiende por hibridación y detallan que se permite la misma para las instalaciones del subgrupo b.1.2 y de los grupos b.6, b.7, b.8. Ahora bien, el artículo 23 del RD 661/2007 contemplaba la posibilidad de hibridar instalaciones del grupo c.4 (incorporadas inicialmente al grupo c.3 en la propuesta), el cual ahora se omite.

Por otra parte, existe una errata en el punto i del apartado 2, donde se ha omitido el grupo b.7 de biogás, cuando en el apartado 1 de este artículo se incluye este grupo.

Se propone pues modificar la redacción en los siguientes términos:

“1. A los efectos del presente real decreto se entiende por hibridación la generación de energía eléctrica en una instalación utilizando combustibles y/o tecnologías de los grupos o subgrupos b.1.2, b.6, b.7, b.8, y c.4⁸, de acuerdo con a los tipos y condiciones establecidos en el apartado 2 siguiente.

2. Sólo se admiten las instalaciones híbridas de acuerdo con a las siguientes definiciones:”

i. Hibridación tipo 1: aquella que incorpore 2 ó más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7, b.8 y c.4.3, y que en su conjunto supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

5.8. Sobre el artículo 9. Participación en el mercado.

5.8.1. Sobre el apartado 1. Obligación de realizar ofertas económicas al operador del mercado.

⁸ Exclusivamente centrales que a la entrada en vigor de la propuesta estuvieran acogidas al grupo c.4 del RD 661/2007, una vez realizada la modificación propuesta en el punto 4.2 de este informe.

El primer párrafo impone a todas las instalaciones de producción sin excepción la obligación de realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación. Esta Comisión considera que dicha obligación debería relajarse al menos para las instalaciones de menor tamaño, por ejemplo para las de potencia no superior a 50 MW⁹ y en tanto no sea modificada la Ley 54/1997, para las cuales satisfacer esta imposición puede resultar excesivamente oneroso. Por tanto, se propone redactar el primer párrafo del apartado 1 de la forma siguiente:

“1. Las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto de potencia superior a 50 MW estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación o comunicar los contratos bilaterales fiscales que correspondan bien directamente o bien indirectamente mediante un representante, en los términos establecidos en la normativa de aplicación. En el caso de no superar los 50 MW, no será obligatoria la realización de ofertas en cada periodo de programación.”

5.8.2. Sobre el apartado 2. Liquidaciones del OM y del OS

Por otra parte, se propone incluir un inciso al inicio del apartado 2 sobre la liquidación que, en su caso, debe realizar al operador del mercado:

2. En su caso, el operador del mercado liquidará la energía al precio de los mercados diario e intradiario. El operador del sistema liquidará en su caso los servicios de ajuste y tanto el coste de los desvíos...

⁹ La Ley del Sector Eléctrico vigente a la fecha de redacción de este informe recoge en su artículo 23.1, tercer párrafo (‘Mercado de producción. Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica’) que “Las unidades de producción de energía eléctrica no incluidas en el apartado anterior (con carácter general, aquellas de potencia instalada no superior a 50 MW), podrán realizar ofertas económicas al operador del mercado para aquellos períodos de programación que estimen oportunos”. Asimismo, el artículo 25.2 (‘Excepciones al sistema de ofertas’) prevé que “los productores de energía eléctrica en régimen especial podrán incorporar al sistema su energía excedentaria sin someterse al sistema de ofertas”.

Esta excepción no aparece ya en el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, pero la CNE, en su informe 16/2013 al mismo “considera que se deberá regular específicamente el régimen de ofertas de las instalaciones que no estén en condiciones de efectuar ofertas en todas las horas, tales como las instalaciones de producción de potencia no superior a 50 MW dado que podría constituir una carga adicional para las instalaciones de régimen especial, especialmente las que funcionan a turnos, y por ejemplo para la noche o los fines de semana”.

5.8.3. Sobre el apartado 4. Representación de los operadores dominantes.

La propuesta, al igual que el RD 661/2007, limita por razones de competencia la representación de los operadores dominantes a instalaciones propias que tengan derecho al régimen retributivo específico. Sin perjuicio de lo anterior los actuales CUR también representan de forma indirecta a instalaciones ajenas, en su papel de representantes de último recurso... Por ello conviene añadir el párrafo siguiente al final de este apartado:

“Sin perjuicio de lo anterior, los operadores dominantes deberán representar de forma indirecta a instalaciones que no cumplan la limitación anterior y se encuentren ubicadas en la zona de distribución del distribuidor con el que se encuentren verticalmente integrados, cuando no cuenten con un representante libre o no participen directamente en el mercado”.

5.8.4. Sobre el apartado 5. Representación de las instalaciones de producción.

Este apartado limita la actuación como representantes de instalaciones de producción con régimen retributivo específico de aquellos sujetos cuyo grupo de sociedades supere un 5% de cuota conjunta de participación en la oferta del mercado de producción. A juicio de la CNE, esta limitación es excesivamente restrictiva, ya que dificultaría el desarrollo de representantes con una cuota comparable a la de los mayores operadores, por lo que se propone la siguiente redacción del apartado 5:

“5. El resto de agentes del mercado no incluidos en el apartado anterior ~~Los titulares de instalaciones de producción que no pertenezcan a los operadores dominantes, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, o terceras sociedades que ejerzan la representación de instalaciones de producción,~~ podrán **ejercer la representación actuar como representantes de instalaciones de producción **con régimen retributivo específico que no sean de su propiedad, con la adecuada separación de actividades por cuenta propia y ajena,** hasta un límite máximo **en el último año del 10 del 5** por ciento de cuota conjunta de participación”**

~~del grupo de sociedades~~ en la oferta del mercado de producción, entendiendo como tal la suma de la cuota del grupo de sociedades del sujeto representante y del sujeto representado, como vendedores en el mercado de producción. (...). “

5.9. Sobre el artículo 10. Participación en los servicios de ajuste del sistema.

El apartado 1b) establece que “*Podrán participar todas las instalaciones [incluidas] en el ámbito de este real decreto salvo las no gestionables*”. Esta Comisión considera que esta redacción podría ser excesivamente tajante y en su lugar debería permitirse también la participación de las tecnologías no gestionables siempre que cumplan los requisitos reglamentariamente establecidos para prestar cada servicio en particular, por lo que se propone la siguiente redacción:

b) Podrán participar ~~todas~~ las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto ~~salvo las no gestionables~~ que satisfagan los requisitos reglamentariamente establecidos para la prestación de cada servicio de ajuste, previa habilitación del operador del sistema.

5.10. Sobre los artículos 11 y 12. Competencias administrativas y Autorización de instalaciones.

En los artículos 11 y 12 se hace referencia al término *modificación sustancial*; este concepto no se define en la propuesta, ni tampoco en el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, si bien el término estuvo vigente hasta enero de 2012¹⁰. Esta Comisión considera preferible omitir el calificativo *sustancial*, ya que es un término estrechamente ligado al anterior sistema retributivo y su mantenimiento podría llevar a confusión. Se propone por lo tanto suprimir las referencias al término “*sustancial*”:

“Artículo 11. Competencias administrativas.

1. Corresponde a la Administración General del Estado (...)

¹⁰ El apartado 4 del artículo 4 y el artículo 4 bis del RD 661/2007, relativos a los criterios que definían el concepto de modificación sustancial de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, habían sido ya previamente derogados por la disposición derogatoria única del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero.

a) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación **sustancial**, transmisión, cierre temporal y cierre definitivo de las instalaciones (...)

“Artículo 12. Autorización de instalaciones.

4. El procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación **sustancial**, explotación, transmisión, cierre temporal y cierre definitivo de las instalaciones (...)

5.11. Sobre el artículo 13. Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

En los párrafos segundo a cuarto del apartado 1 se mantiene la referencia a los términos “régimen ordinario” y “régimen especial”, así como a las secciones primera y segunda del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica; dichas referencias deben matizarse, en coherencia con el contenido del resto de la propuesta y del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico¹¹:

1. Las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto deberán ser inscritas obligatoriamente en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cada instalación deberá inscribirse en la sección que le corresponda en función de su potencia, de acuerdo con lo siguiente:

a) Las instalaciones cuya potencia sea superior a 50 MW, deberán ser inscritas en la sección primera de instalaciones de producción de energía eléctrica **en régimen ordinario**.

¹¹ En efecto, de acuerdo con la exposición de motivos de dicho Anteproyecto: “El cambio del mix de producción propiciado en España por el desarrollo experimentado por las instalaciones hasta 50 MW de las tecnologías de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos incluidas en el denominado régimen especial de producción de energía eléctrica, ha ocasionado la pérdida del objeto de su regulación singular ligada a la potencia y a su tecnología. Resulta preciso que la regulación contemple a estas instalaciones de manera análoga a la del resto de tecnologías que se integran en el mercado, y en todo caso, que sean consideradas por razón de su tecnología e implicaciones en el sistema, en lugar de por su potencia, por lo que se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial. Se procede entonces a una regulación unificada, sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer.”

b) Las instalaciones cuya potencia sea igual o inferior a 50 MW, deberán ser inscritas en la sección segunda de instalaciones de producción de energía eléctrica ~~en régimen especial.~~”

En lo no previsto expresamente en este real decreto relativo al citado registro, será de aplicación lo regulado en los capítulos I y II del título VIII del Real Decreto 1955/2000, (...).

5.12. Sobre el artículo 15. Inscripción previa.

En relación con la documentación necesaria para la inscripción, se recomienda la inclusión de un documento con el código «CIL» y la potencia asociada en kW, visado por el Encargado de la Lectura:

“1. (...) La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, de:

- (...)
- *Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, con detalle del código “CIL” y de la potencia instalada en kW.”*

5.13. Sobre el artículo 19. Cancelación y revocación de la inscripción definitiva

Se considera conveniente añadir a este artículo un apartado 3 relativo a la posible modificación de los datos en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (comparable al apartado 1 del artículo 29 a propósito del Registro del régimen retributivo específico), con objeto de prevenir posibles inconsistencias entre Registros:

“3. Los titulares de las instalaciones que hayan sido definitivamente inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier modificación de los datos que figuren en el mismo en el plazo máximo de un mes desde que aquella se produzca”

5.14. Sobre el artículo 28. Cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

El apartado 1.h) incluye entre los motivos de cancelación la realización de “*modificaciones que han reducido el valor de la inversión de la instalación inicial (...) y no hayan supuesto una reducción proporcional de la potencia nominal*”. La redacción de este punto resulta confusa ya que, a juicio de esta CNE, no necesariamente toda modificación que reduzca el valor de la inversión (circunstancia infrecuente, por otra parte) ha de conllevar una reducción de la potencia instalada. Ahora bien, aun asumiendo tal supuesto, esta Comisión considera desproporcionado cancelar la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación; se sugiere suprimir el citado apartado 1.h) de este artículo 28 (así como el segundo párrafo del artículo 44.3) y mantener en cambio el primer párrafo del artículo 44.3 de modo que se proceda a reajustar el régimen retributivo específico al que, en su caso, tuvieran derecho dichas instalaciones, en función de los nuevos valores de inversión.

Por otra parte, en el apartado 4, se propone la siguiente redacción para una mayor precisión en los efectos temporales de la cancelación:

*4. La cancelación de la inscripción de una instalación en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación tendrá como efectos la pérdida del régimen retributivo específico **desde la fecha indicada en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas** y, en casos debidamente justificados, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.*

5.15. Sobre el artículo 31. Régimen retributivo específico.

5.15.1. Sobre la definición de RO_i (retribución a la operación) y de Eg_i (energía neta generada)

El apartado 2 define la retribución aplicable, compuesta por dos términos: uno relativo a la inversión, y otro, a la operación. El primero es un término por unidad de

potencia instalada que pretende cubrir los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía, mientras que el segundo, es un término por unidad de energía para cubrir los mayores costes de explotación en relación con los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo. Cuando el término de operación tenga un valor significativo, por ejemplo, en tecnologías con costes variables relevantes, como la cogeneración, podría suceder que su funcionamiento fuera indiferente a la señal del precio de mercado. Con el fin de promover una operación eficiente, y que estas instalaciones obtengan una señal adecuada, cabría plantear la eliminación del término de operación e incluir en el cálculo del término de inversión todos los costes de inversión y explotación no recuperados por la venta de energía y por otros posibles ingresos de explotación, tales como la venta del calor en las instalaciones de cogeneración o los ingresos por la venta de electricidad al consumidor asociado, y definirlo así tanto en el artículo 31 como en el artículo 36. En su caso, las posibles variaciones trimestrales/semestrales de los precios de los combustibles fósiles usados en la cogeneración, podrán dar lugar a la revisión del término de inversión, de forma análoga a como se recoge en el artículo 41 de la propuesta.

Así, se propone modificar los siguientes aspectos del artículo 31, suprimiendo las referencias a Ro_i (retribución a la operación) y Eg_i (energía neta generada):

“2. Las instalaciones... siguiente retribución:

$$Re_i = R_{inv_i} \cdot P_n + Ro_i \cdot Eg_i$$

~~— [...] **Ro:** **Retribución a la operación en el año i para la instalación tipo,**
— **expresada en €/kWh**~~

~~**Eg_i** **Energía neta generada en el año i... régimen retributivo específico.**~~

~~[...]~~

~~**“4. El término de retribución de la operación se percibirá durante la vida útil regulatoria de la instalación tipo, definida en la orden ministerial establecida en el artículo 38.**~~

~~**“El término de retribución a la operación... operación”.**~~

En el supuesto de que no fuera atendida la propuesta anterior, resulta conveniente formular una precisión en relación a la *energía neta generada* en el año i , Eg_i ;

debería especificarse que se refiere a la energía activa. Por otra parte, en el caso de las instalaciones de cogeneración, u otras vinculadas a un consumidor acogidas a una modalidad de autoconsumo (producción con autoconsumo), la energía generada que determina la operación de la unidad de producción no coincide normalmente con la energía vertida a la red de transporte o distribución, por lo que esta Comisión considera necesario hacer una mención especial a estas instalaciones. En efecto, el régimen retributivo anterior ha incentivado la producción vertida a la red, medida en el punto frontera; de la misma forma el *término variable* del nuevo régimen retributivo específico sería una compensación por los costes de operación, proporcional a la energía excedentaria. Se propone por lo tanto la siguiente redacción para la definición de esta variable (y, en función de la redacción finalmente adoptada aquí, debería adaptarse en consecuencia la redacción del Anexo X, 'Cálculo del Valor neto del activo y de coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo cuyos parámetros retributivos se aprueben con posterioridad a la aprobación del presente real decreto'):

*“Eg_i: Energía **activa** neta generada en el año *i* por la instalación, expresada en MWh, procedente de la fracción de potencia que tiene reconocido el régimen retributivo específico. **Con carácter general, será la energía activa generada bruta menos los consumos propios correspondientes, y se medirá en el punto frontera con la red de transporte o distribución; en el caso de las instalaciones de cogeneración o instalaciones de producción con venta de excedentes, será la energía activa neta menos la energía autoconsumida por el consumidor asociado.**”*

Esta misma definición también debe ser trasladada al tercer párrafo del apartado 5, donde se definen las horas equivalentes de funcionamiento, tal y como se recoge más adelante.

También en el caso de que en la propuesta se mantuviese el término de retribución a la operación, cabría la posibilidad de que el mismo se aplicara únicamente a la producción vertida al sistema en las horas punta u horas de más elevado precio medio en el mercado diario, con independencia de que el cálculo del término Ro_i se realice considerando un número estándar de horas equivalentes de funcionamiento totales de la instalación tipo.

5.15.2. Sobre la tasa de retribución de referencia para estimar la rentabilidad razonable

El apartado 3, de acuerdo con el Real Decreto-Ley 9/2013, toma el rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años como tasa de retribución de referencia incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos. En la memoria que acompaña la propuesta no se aporta información adicional que soporte:

- El nivel de esta tasa de retribución.
- El incremento del diferencial en 100 puntos básicos respecto al diferencial propuesto en otras actividades reguladas.

Tal y como señaló esta Comisión en su Informe 16/2013 sobre el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico”, de fecha 31 de julio de 2013, se considera que a efectos de justificar metodológicamente la cuantificación del diferencial, éste debería fijarse en función de la diferencia entre el WACC de referencia de la actividad a retribuir y el rendimiento de las Obligaciones del Estado.

La eliminación del WACC como referencia para la retribución de las actividades reguladas y, la utilización en su lugar del bono más un diferencial implica que podría no estarse reflejando correctamente el coste de capital de la empresa eficiente que desarrolle la actividad.

Por ello, se propone que antes del inicio de cada periodo regulatorio, y dentro de la revisión de los parámetros de retribución, se incluya el cálculo del WACC de referencia de la actividad de acuerdo con una metodología establecida por Circular por la CNMC.

Por otra parte, de acuerdo con el Anexo XI de la propuesta (*‘Cálculo del Valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo que se definan para asignar la retribución a las instalaciones reguladas en el apartado 1 de la disposición transitoria primera’*), la tasa de retribución financiera TRF se define en los siguientes términos (subrayado añadido):

“tomará como valor el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los diez años anteriores a la aprobación del presente real decreto, incrementado en 300 puntos básicos”.

En cambio, la variable “P” se define como el “*número de años desde el año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo hasta el año para el que se calcula el valor neto del activo*”.

Si bien es cierto que la Disposición adicional primera del Real Decreto-ley 9/2013 establece que la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores, se hace constar que los horizontes temporales de la tasa de retribución (10 años) y la variable “P”, en general, serán diferentes (por ejemplo para una instalación de 4 años de antigüedad se le estaría aplicando el rendimiento de las Obligaciones del Estado de los últimos 10 años). El gráfico siguiente muestra el rendimiento de las Obligaciones del Estado de los últimos 10 años. Se observa que el mismo evoluciona entre un mínimo próximo al 3% en 2005 y un máximo cercano al 7% en 2012. El promedio de las cotizaciones anuales de las obligaciones del estado a 10 años durante los 10 últimos años (desde julio de 2003 a junio de 2013) es de 4,398%.



5.15.3. Sobre el cálculo de la retribución en el primer año de explotación —y en el último.

Debe tenerse en cuenta que, con carácter general, las instalaciones inician su *vida* retributiva en una fecha posterior al inicio de año natural. Debe especificarse por lo tanto en el desarrollo de este artículo 31 y del artículo 38, el tratamiento del derecho al régimen retributivo en el primer año y, en su caso, el porcentaje de la retribución anual que le correspondería si la instalación no ha estado en servicio durante un año completo.

Por la misma razón se debe detallar la fecha exacta de finalización del derecho al cobro del término de retribución a la inversión, que podrá ser bien el 31 de diciembre del año en que se agote la vida útil regulatoria, bien el primer día del mes siguiente al mes en que se cumpla dicha vida útil.

5.15.4. Sobre el número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento.

El apartado 5 determina que para tener derecho a la retribución a la inversión en un determinado año será necesario superar un cierto número mínimo de horas equivalentes anuales de funcionamiento¹², que serán establecidas para cada tipo de instalación mediante orden ministerial.

Desde un punto de vista liquidatorio, es importante recordar que el valor definitivo de la medida de las instalaciones es un dato que no es conocido, con carácter general, hasta pasados 10 meses desde la fecha de producción, y por tanto, hasta el mes de noviembre del año $n+1$ no es conocido el valor definitivo de medidas de una instalación correspondiente al año n .

Habida cuenta de que dicha condición de cumplimiento de un valor mínimo de horas equivalentes de funcionamiento constituye un requisito para el cobro del régimen

¹² En el apartado 4 de este mismo artículo 31, y en relación con el término de retribución a la operación, se prevé que por orden ministerial podrá establecerse asimismo número de horas equivalentes de funcionamiento *máximas*, más allá de las cuales la instalación no tendría ya derecho a percibir dicha retribución a la operación.

De modo que si no se alcanzan unas horas mínimas, se pierde la retribución a la inversión, y si se superan unas horas máximas, deja de percibirse retribución a la operación.

retributivo específico establecido en el Real Decreto, y con el fin de evitar adelantar cantidades que posteriormente deberían ser devueltas al Sistema, se propone establecer algún valor mínimo mensual que condicione el pago a cuenta del régimen retributivo. Una posibilidad pasaría porque dicho pago a cuenta dependiera de alcanzar un número mínimo de horas equivalentes mensuales con base en las medidas enviadas por el Encargado de Lectura.

Con ese valor mínimo se evitaría que numerosas plantas que actualmente no tienen producción percibieran una retribución a la inversión de manera provisional para que posteriormente, una vez finalizado el año y conocidas las horas equivalentes, fuera devuelta al sistema.

Más allá de posibles exenciones a la obligación de cumplir con las referidas horas equivalentes mínimas, concedidas con carácter excepcional por la DGPEM debido a causas debidamente justificadas, la propuesta únicamente exceptúa con carácter general a las cogeneraciones de alta eficiencia, que no perderían toda la retribución a la inversión correspondiente a ese año, sino que les sería reducida proporcionalmente al número de horas de funcionamiento.

A este respecto, esta Comisión considera que se debería extender a *todas* las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta el tratamiento *proporcional* previsto para la cogeneración. En primer lugar, la memoria que acompaña la propuesta no aporta una justificación específica para este trato diferencial a la cogeneración, el cual podría ser considerado discriminatorio. Además, esta Comisión estima que dado el número de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta y la disparidad de su casuística podría hacer impracticable la redacción propuesta, pues probablemente la DGPEM se vería colapsada por el volumen de solicitudes *excepcionales* de exención debidas a incendios, robos, averías y diversas circunstancias meteorológicas ocasionales pero recurrentes: sequías en el caso de la mini-hidráulica, granizo que rompe espejos o paneles, fuertes heladas o nevadas que inutilizan aerogeneradores, inundaciones

que anegan inversores o desplazan cimentaciones e inutilizan los dispositivos de orientación, etc.

Por otra parte, este mismo apartado 5 define el concepto ‘*número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica*’. En primer lugar, esta definición supone una asimetría entre la energía considerada, “*medida en barras de central*”, y la potencia que produce esa energía, que es la “*potencia nominal inscrita en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación*”. A juicio de esta Comisión, debería considerarse únicamente la energía neta imputable a dicha potencia. En segundo lugar, y a efectos del cálculo de las horas equivalentes de funcionamiento, esta Comisión considera necesario incluir también la producción no realizada por seguir las consignas del OS en la resolución de restricciones técnicas.

Con base en las anteriores consideraciones, se propone la siguiente redacción para el citado apartado 5:

5. Para tener derecho a la retribución a la inversión en un determinado año, será necesario que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación en dicho año sea superior al número de horas de funcionamiento equivalentes mínimo (...)~~En el caso de instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, e~~Cuando en un determinado año no se supere el número de horas de funcionamiento equivalentes mínimo, la retribución a la inversión se reducirá proporcionalmente al número de horas de funcionamiento en dicho año.

(...)

*A los efectos de lo previsto en el presente real decreto se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica como el cociente entre la energía anual medida en barras de central en kWh **procedente de la fracción de potencia que tiene reconocido el régimen retributivo específico, incrementada en su caso por la estimación de la energía no producida durante los episodios de reducción de potencia ordenada por el Operador del Sistema debidamente acreditados** y la potencia nominal de la instalación inscrita en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, en kW, tomando como punto de inicio las 0 horas del 1 de enero de cada año.”*

En el caso de las instalaciones de cogeneración o instalaciones con venta de excedentes el cálculo se basará en la energía anual con régimen retributivo reconocido”

También en relación con el número de horas de funcionamiento, se pone de relieve que la entrada en vigor de la propuesta en sus actuales términos supondría que no tendría efecto la limitación de horas equivalentes de funcionamiento¹³ para gran parte de las instalaciones que, de otro modo, habrían estado afectadas por la misma.

5.15.5. Sobre la definición de un número estándar de horas equivalentes de funcionamiento.

Se echa en falta en el articulado de la propuesta la definición del concepto de número estándar de horas equivalentes de funcionamiento por instalación tipo, aspecto este que se considera clave para una adecuada transición desde un modelo regulatorio como el hasta ahora vigente, que retribuía la producción, a un nuevo modelo en el que fundamentalmente se retribuya la inversión.

Cabe resaltar que esta Comisión no considera que deban definirse distintas instalaciones tipo en función de distintos rangos de horas equivalentes de funcionamiento, pues en tal caso podría llegar a sobre-retribuirse a las instalaciones con menor índice de utilización o ubicadas en localizaciones donde el recurso disponible es menos abundante.

Ahora bien, **la orden ministerial** por la que se aprueben los parámetros retributivos necesarios para la aplicación del régimen retributivo específico a la que repetidamente alude la propuesta **debería especificar, para cada instalación tipo, el número estándar de horas equivalentes de funcionamiento implícito que se**

¹³ Limitaciones al número de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a régimen primado impuestas por el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, y por el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

ha tenido en cuenta en el cálculo de los distintos parámetros; con tal fin, la propuesta que ahora se informa debería aludir a dicho concepto.

5.16. Sobre el artículo 32. Periodo regulatorio.

Este artículo define un periodo regulatorio de 6 años de duración dividido en dos semiperiodos regulatorios de 3 años. De acuerdo con la memoria del proyecto de Real Decreto, *“el régimen retributivo podrá ser revisado al finalizar cada semiperiodo o periodo regulatorio”*. El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el Anteproyecto de Ley (APL) del Sector Eléctrico establecen periodos regulatorios de 6 años de duración. En particular, el APL establece en su artículo 14.4 que *“los parámetros de retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen económico específico y producción de los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional podrán revisarse cada seis años [...]”*.

Dado que en otras propuestas de marcos retributivos para actividades reguladas que están siendo informadas por esta Comisión no se contemplan estos “semiperiodos”, y puesto que el APL opta por homogeneizar la duración de los periodos regulatorios establecidos para la revisión de las distintas retribuciones reguladas, se considera necesario que en la Memoria de la propuesta, o incluso en el propio preámbulo de la misma, se motive suficientemente la introducción de dichos “semiperiodos regulatorios”.

5.17. Sobre el artículo 33. Límites del precio de mercado.

5.17.1. Sobre la definición del *precio de mercado*.

Dada la relevancia del dato de precio medio anual de mercado diario, se advierte de la conveniencia de determinar con precisión: i) de qué tipo de media se trata, ii) cómo se calcula y iii) qué organismo será el encargado de determinarla. En este sentido, y a efectos del cálculo de los parámetros que determinen la retribución específica, se considera que dicho precio medio anual del mercado diario debiera ser corregido mediante coeficientes que tengan en cuenta los distintos perfiles de

producción y el coste medio de los desvíos de cada tecnología. En efecto, el valor de ajuste obtenido a partir de él influye en el cálculo del valor neto del activo de la instalación; no debiera asumirse que los ingresos que obtiene (y los desvíos en que incurre) cada tecnología tipo son equivalentes.

Por otra parte, cuanto mayor sea la *amplitud* entre los límites previstos (es decir, cuanto mayor sea la diferencia en €/MWh entre los mismos), mayor incentivo tendrán las instalaciones objeto de retribución específica a participar en los mercados a plazo (OMIP, OTC o subastas CESUR) o firmar contratos bilaterales a plazo directamente con consumidores para realizar operaciones de cobertura, ante una mayor incertidumbre acerca de cuál podría ser su retribución final, afectando así al desarrollo de la liquidez de este segmento del mercado mayorista.

Asimismo, en la línea con comentarios anteriores, se considera adecuado aclarar el momento de liquidación de estos conceptos y establecer un posible mecanismo de pago o cobro provisional y a cuenta en caso de que estos límites se superen durante el año.

5.17.2. Sobre la existencia de *cuatro* límites relativos al precio de mercado.

Este artículo define *dos* límites superiores y *dos* límites inferiores respecto del precio estimado del mercado considerado en el cálculo de los parámetros retributivos. Cabe destacar que en los Anexos X y XI de la propuesta, los ingresos por la venta en el mercado de la energía producida son tenidos en cuenta tanto a futuro, en la fórmula del coeficiente de ajuste “C”, como a pasado, en la fórmula del valor neto del activo de la instalación tipo por unidad de potencia en el primer año del periodo regulatorio *j* “VNA_j”.

Por lo tanto, esta Comisión entiende que la influencia del precio del mercado ya está suficientemente considerada en las distintas fórmulas que tienen en cuenta y ajustan, en su caso, la retribución en función de los ingresos de la venta en el mercado de la energía, por lo que introducir *cuatro* límites para el precio medio de

mercado anual añade una complejidad adicional innecesaria. En este sentido, **se** considera más adecuado determinar un único límite superior y otro límite inferior, adaptando las correspondientes fórmulas para hacerlas compatibles con los mismos.

5.17.3. Sobre la definición de Eg_i

El término Eg_i se utiliza en este artículo para acotar los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado, tanto por exceso como por defecto. Son de aplicación las mismas consideraciones efectuadas anteriormente respecto del término Eg_i definido en el artículo 31, en relación con la conveniencia de una mejor definición del concepto, que tenga en cuenta que en el caso de las instalaciones de cogeneración la energía neta producida por la unidad de generación y la energía efectivamente vertida al sistema no suelen coincidir, y es esta última la que debe tenerse en cuenta.

5.17.4. Propuesta

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se propone la siguiente redacción para el artículo 33:

“Artículo 33. Límites del precio del mercado.

1. Se establecerán mediante orden ministerial, en virtud el artículo 38, **un dos** límites superiores denominados **~~LS1 y LS2 siendo LS1 menor que LS2, y~~** **und**os límites inferiores denominados **~~LI1 y LI2 siendo LI1 mayor que LI2, en torno al precio estimado del mercado que ha sido considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.~~**

2. Cuando el precio medio anual del mercado diario sobrepase dichos límites, se genera, en cómputo anual, un derecho de cobro o una obligación de pago, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y se calculará como sigue:

a) Si el precio medio anual del mercado diario en el año i es superior a $LS2$, se genera una obligación de pago que se calcula como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Vajdm}_i &= \text{Eg}_i * 0,5 * (LS1 - LS2) + \text{Eg}_i * (LS2 - Pm_i) \\ \text{Vajdm}_i &= \text{Eg}_i * (LS - Pm_i) \end{aligned}$$

~~b) Si el precio medio anual del mercado diario en el año i se sitúa entre $LS1$ y $LS2$, se genera una obligación de pago que se calcula como sigue:~~

$$\text{Vajdm}_i = \text{Eg}_i * 0,5 * (\text{LS1} - \text{Pm}_i)$$

e) **b)** Si el precio medio anual del mercado diario en el año i es mayor **que** LI1 y menor que LS1 :

$$\text{Vajdm}_i = 0$$

d) ~~Si el precio medio anual del mercado diario en el año i se sitúa entre LI1 y LI2 , se genera un derecho a cobro que se calcula como sigue:~~

$$\text{Vajdm}_i = \text{Eg}_i * 0,5 * (\text{LI1} - \text{Pm}_i)$$

e) **c)** Si el precio medio anual del mercado diario en el año i es inferior a LI2 , se genera un derecho a cobro que se calcula como sigue:

$$\text{Vajdm}_i = \text{Eg}_i * 0,5 * (\text{LI1} - \text{LI2}) + \text{Eg}_i * (\text{LI2} - \text{Pm}_i)$$

$$\text{Vajdm}_i = \text{Eg}_i * (\text{LI} - \text{Pm}_i)$$

Siendo:

Vajdm_i : Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , expresado en €.

Eg_i: Energía activa neta generada ~~medidas en barras de central~~ en el año i , expresada en MWh, procedente de la fracción de potencia que tiene reconocido el régimen retributivo específico. Será la energía activa generada bruta menos los consumos propios correspondientes, coincidentes con la medida en el punto frontera con la red de transporte o distribución; en el caso de las instalaciones de cogeneración o instalaciones de producción con venta de excedentes, será la energía activa neta menos la energía autoconsumida por el consumidor asociado.

Pm_i : Precio medio aritmético anual del mercado diario en el año i , expresado en €/MWh, calculado y publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Se establecerán tantos Pm_i como tecnologías tipo se consideren, en atención a sus distintos perfiles de producción y al coste medio de los desvíos en que incurran.

(...)"

5.18. Sobre el artículo 34. Retribución a la inversión.

5.18.1. Sobre la posible existencia de Valores Netos negativos

En la propuesta, el término de retribución a la inversión R_{inv_i} se calcula a partir del valor neto del activo VNA_i , el cual a su vez, para las instalaciones reguladas en el apartado 1 de la disposición transitoria primera (fundamentalmente las existentes a la entrada en vigor de la propuesta), es menor cuanto mayores sean los ingresos totales medios percibidos por la instalación tipo en los años transcurridos desde su

autorización de explotación definitiva. Matemáticamente, la formulación de VNA_j dada por el Anexo XI puede alcanzar valores negativos.

La posibilidad de una *retribución* (que no incentivo) negativa podría considerarse incompatible con el diseño de un régimen retributivo específico establecido “para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos”, régimen que persigue complementar los ingresos obtenidos de la venta de energía en el mercado. A falta de conocer la propuesta de orden por la que se aprueben los parámetros retributivos necesarios para la aplicación de la propuesta ahora informada, esta Comisión no puede pronunciarse sobre este extremo y su potencial impacto económico, pero en todo caso, para una mayor transparencia regulatoria y mejor comprensión de la propuesta, esta posibilidad debiera ser expresamente excluida en el texto.

Por ello se propone aclarar, tras la fórmula incluida en el Anexo XI, lo siguiente:

“En el caso de que el valor así definido para VNA_j resulte negativo, se tomará una valor igual a cero.”

5.18.2. Sobre la consideración de los ingresos habidos

La formulación del Anexo XI conlleva aplicar a una corriente de flujos de caja pasados (basados en los estándares de ingresos medios y costes de explotación definidos para cada instalación tipo) una tasa de retribución financiera que podría ser distinta a la considerada en el momento en el que se adoptaron las decisiones de inversión que generaron dicha corriente de flujos.

5.18.3. Sobre el coeficiente de ajuste C

Este artículo recoge la retribución a la inversión en el año i para la instalación tipo por unidad de potencia. Dicha retribución se obtiene multiplicando un coeficiente de ajuste (C) por el valor neto del activo. Respecto a este coeficiente de ajuste se hace constar lo siguiente:

- Este coeficiente, de acuerdo con la fórmula, no tiene subíndice i (año) ni j (semiperiodo), por tanto se entiende que dicho coeficiente sería el mismo durante

toda la vida útil regulatoria de la instalación. Sin embargo, de acuerdo con el artículo 41 ('Revisiones y actualizaciones'), sí que estaría sujeto a revisión al final de cada semiperiodo regulatorio; por tanto, se considera que dicho coeficiente debería tener un subíndice j en la fórmula del artículo 34.

- Por otra parte, este coeficiente introduce una elevada incertidumbre para los propietarios de las instalaciones dado que es función de la estimación del ingreso futuro por la venta en el mercado de la energía generada hasta el final de la vida de su vida útil regulatoria. Además, adolece de falta de transparencia al no establecerse metodología alguna respecto al cálculo de dicho ingreso. A fin de aportar certidumbre y transparencia, se considera necesario que la propuesta de Real Decreto recoja la metodología mediante la cual se realizarán las estimaciones de ingresos a futuro y, en particular, se identifique la(s) referencia(s) de precio de mercado que se tomarán para calcular los ingresos futuros.
- Adicionalmente, se considera necesario que la vida regulatoria que se establezcan en la correspondiente orden ministerial sea similar a la vida efectiva del activo, dado que en caso contrario se estaría sobreestimando el valor de C ; en todo caso, para las instalaciones existentes a la entrada en vigor de la propuesta, se entiende que sería de aplicación la vida regulatoria prevista antes de la derogación de los Reales Decretos 661/2007, de 25 de mayo, y 1578/2008, de 26 de septiembre.

5.19. Sobre el artículo 36. Retribución de la operación.

En línea con la propuesta efectuada por la CNE en el apartado 4.14.1 de este informe, relativo a la eliminación del término de operación del régimen retributivo específico y la consolidación de todos los ingresos y costes de explotación en el cálculo del valor neto del activo a efectos de su consideración en la determinación de la retribución a la inversión, se propone la supresión del apartado 1 del artículo 36.

Adicionalmente, se propone trasladar el apartado 2 de este artículo 36 al artículo 34.

5.20. Sobre el artículo 37. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

En los sistemas no peninsulares la propuesta incorpora un incentivo adicional a ciertas instalaciones renovables, de cogeneración o residuos cuando el coste variable de producción resulte superior a un tanto por ciento por determinar de la suma del precio medio del mercado de producción más la retribución específica correspondiente.

En la memoria de la propuesta no se justifica este incentivo adicional con respecto a los posibles sobrecostes de las tecnologías que utilizan las energías renovables, de cogeneración o los residuos en los territorios no peninsulares, sino que únicamente se justifica como mecanismo regulatorio para la reducción de los costes variables globales de los sistemas aislados.

Es cierto como señala la memoria que en los sistemas no peninsulares la penetración de estas tecnologías es relativamente inferior que la media peninsular, pero esto también sucede en algunas Comunidades Autónomas de la península y no se proponen para ellas incentivos adicionales. Las causas de esta menor penetración no están tanto en un recurso relativo inferior, sino más bien en unos procedimientos administrativos autorizatorios o de ocupación del territorio más complejos.

La CNE considera que el fomento de la generación a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos, debería seguir siendo tratado de manera homogénea en todo el territorio nacional, puesto que estas instalaciones son tan ventajosas en la península como fuera de ella, dado que por una parte contribuyen a reducir el precio del mercado y por otra a disminuir los costes de generación, y en todos los casos, a disminuir la dependencia energética y las emisiones de CO₂ globales, permitiendo además cumplir los compromisos europeos establecidos respecto a estas energías.

Se propone por tanto la supresión del incentivo adicional contenido en el artículo 37. Sin perjuicio de lo anterior, se hace constar que en la disposición adicional segunda de la propuesta se establece la posibilidad de utilizar mecanismos de concurso de nueva capacidad fotovoltaica y eólica en los sistemas no peninsulares, como desarrollo del RD Ley 1/2012.

5.21. Sobre el artículo 38. Parámetros retributivos de cada tipo de instalación.

El último párrafo del apartado 1 menciona los factores en función de los cuales se podrán definir los distintos parámetros retributivos. A juicio de esta Comisión **debería añadirse** en dicha enumeración de factores **los conceptos de “categoría, grupo y subgrupo”** definidos según el artículo 2 de la propuesta, ya que obedecen a la estructura básica de las primas y tarifas que fueron establecidas en el pasado. . En este sentido, se propone la siguiente redacción para el citado párrafo.

*“(…) Dicha orden podrá distinguir diferentes valores de los anteriores parámetros en función de la **categoría, grupo, subgrupo**, tecnología, potencia, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para garantizar el cumplimiento de lo previsto en el artículo 31. (…)”*

Por otra parte, en el texto no se han incluido criterios para las categorías b.6, b.7, b.8 y c, lo que debería hacerse. Por lo tanto, conviene añadir los siguientes párrafos:

(…) IV. Para las instalaciones de los grupos b.6, b.7 y b.8 que cumplan lo siguiente:

1. Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica no sea superior a 60 meses.

- **Categoría c):**

V. Para las instalaciones de los grupos c1, c2, c3 y c4 que cumplan lo siguiente:

1. Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica no sea superior a 60 meses.

5.22. Sobre el artículo 40. Ayudas públicas.

Se considera necesario incluir la previsión de que la DGPEM traslade las declaraciones responsables establecidas en el Anexo XII al órgano responsable de realizar la liquidación, en el caso de que el contenido que dicha declaración tenga consecuencias sobre el régimen económico específico de la instalación.

Asimismo, es necesario aclarar si la DGPEM trasladará al organismo responsable de la liquidación los coeficientes de minoración previstos en el último párrafo del artículo 40.2, o bien si es el organismo responsable de la liquidación quien debe encargarse de determinar estos coeficientes; de ser este último el caso, debe preverse el desarrollo normativo de una metodología específica para determinar los coeficientes de minoración en el caso de instalaciones con ayudas públicas. En todo caso, se considera inadecuado dejar abierto el porcentaje de subvención de la ayuda pública que el promotor puede retener, por lo que se propone modificar la redacción como sigue:

*En el caso de que se perciban ayudas públicas, la retribución específica se ~~pedrá~~ **minorar hasta minorará al menos por un importe igual al** 90% de la cuantía de la ayuda pública percibida en la forma prevista en el presente artículo.*

5.23. Sobre el artículo 41. Revisiones y actualizaciones.

El apartado 3 extiende el periodo de actualización de los valores de retribución a la operación “*para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible*”; pasa de ser trimestral a semestral. Lo anterior es coherente con la periodicidad de las revisiones del coste de combustible en los sistemas no peninsulares.

Por otra parte, en línea con la propuesta efectuada por esta Comisión en los apartados 4.14, 4.16 y 4.17 de este informe, relativa a la eliminación del término de operación del régimen retributivo específico y la consideración de todos los ingresos y costes de explotación en el cálculo del valor neto del activo a efectos de su

consideración en la determinación de la retribución por inversión, se propone matizar el apartado 3 de este artículo.

*“3. Por orden ministerial se establecerá la metodología de actualización de los valores de retribución a la **operación inversión** para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Dicha actualización se realizará semestralmente.”*

5.24. Sobre el artículo 43. Liquidaciones.

Si bien la propuesta establece en base *anual* tanto la retribución específica como las condiciones para la percepción de las mismas (por ejemplo el número mínimo de horas equivalentes en el artículo 31.5, o el precio medio de mercado en el 33), el apartado 4 del artículo 43 hace referencia a que el cobro de las retribuciones se realizará en *14 liquidaciones*. Sin perjuicio de lo contemplado en el desarrollo normativo previsto en el propio apartado 4 y de la posibilidad de realizar posteriores regularizaciones, se echa en falta algún tipo de indicación acerca de cuál sería la metodología a seguir para proceder al reparto de la retribución anual en 14 liquidaciones.

Sería conveniente asimismo disponer de un criterio compatible con una liquidación mensualizada, en relación con las comprobaciones que deban efectuarse en base anual con objeto de determinar provisionalmente la procedencia del derecho al régimen retributivo (en particular, la relativa a las horas equivalentes de funcionamiento de referencia tanto mínimas como máximas), para así minimizar el importe de futuras reliquidaciones. En este mismo sentido, parte de la retribución sigue dependiendo de la medida de la producción, cuya lectura está sujeta a un proceso de revisiones iterativo; por lo tanto, sin perjuicio del número de pagos en que se reparta la liquidación, será en todo caso necesario realizar liquidaciones corrientes que recojan estos aspectos, además de una liquidación definitiva, por lo que o bien el cierre definitivo de un ejercicio queda supeditado a que se *cierren* las medidas, o bien los ajustes correspondientes a dicho cierre definitivo tendrán que imputarse a un ejercicio distinto.

Con objeto de agilizar el cierre de medidas y de homogeneizar la normativa aplicable a los puntos de medida de tipo 5, esta Comisión propone que la frecuencia obligatoria de lectura para los puntos tipo 5 de generación sea al menos la misma que la establecida en Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre¹⁴, para los puntos tipo 5 de consumo, esto es, bimestral (en tanto no se disponga de equipo electrónico con telegestión, en cuyo caso será mensual); téngase presente que en la actualidad los puntos de medida de generación tipo 5 suponen casi una tercera parte de las instalaciones dadas de alta en el sistema de liquidaciones, por lo que se propone incluir una disposición transitoria con la siguiente redacción:

Disposición adicional decimoquinta. Carácter y periodicidad de las lecturas.
Las liquidaciones realizadas de acuerdo con los procedimientos cuyo desarrollo prevé el artículo 43.4 de este real decreto se basarán siempre en lecturas reales.
En cualquier caso la lectura de la energía de los puntos de medida de generación tipo 5 será realizada por el encargado de lectura con una periodicidad máxima bimestral y puesta a disposición del titular, el representante y el órgano competente para realizar la liquidación. En su caso, en los meses intermedios entre dos medidas reales, se realizará una estimación.
En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para teledada y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la lectura se realizará con una periodicidad mensual.
En todo caso y sin perjuicio de la obligación del encargado de lectura de leer con carácter bimestral, o mensual, según corresponda, se realizará una regularización anual en base a lecturas reales.

La propuesta se refiere en dos ocasiones a la publicación de una norma relativa a los “procedimientos del sistema de liquidaciones”, pero no da un plazo para dicha publicación. El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, establece en su disposición transitoria tercera que se abonarán, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones al amparo del régimen retributivo

¹⁴ Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

primado establecido por RD 661/2007 hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación de la propuesta. En este sentido, se pone de relieve que, entre dichas disposiciones, necesariamente se ha de encontrar las resoluciones previstas en el artículo 43.4 de la propuesta por las que se establezcan los citados procedimientos del sistema de liquidaciones, así como las obligaciones de remisión de información de los distintos sujetos. Por otro lado, habida cuenta de la trascendencia de los cambios previstos en el régimen retributivo correspondiente a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta, los cuales supondrán un importante esfuerzo de adaptación de los sistemas informáticos, de recopilación de nueva información y de coordinación en los formatos y plazos con los diferentes agentes del sistema, se recomienda el establecimiento de un plazo de al menos seis meses, a contar desde la aprobación de las disposiciones necesarias, para que se produzca el inicio de las liquidaciones conforme al nuevo régimen retributivo, por lo que se propone modificar la redacción del apartado 4 del artículo 43 como sigue:

“4. El cobro de las retribuciones se realizará en 14 liquidaciones correspondientes al ejercicio para el que se hayan establecido dichas retribuciones. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las cantidades que pudieran derivarse de regularizaciones realizadas con posterioridad a la liquidación 14 de cada ejercicio.

Se establecerá una metodología de pago provisional a cuenta de las cantidades correspondientes a cada instalación con derecho a régimen retributivo específico, que tendrá en cuenta los valores mensuales remitidos conforme a lo previsto en el apartado 5 de este artículo. (...)

El apartado 5 menciona de forma expresa que, para el adecuado seguimiento de la retribución percibida por las instalaciones con régimen retributivo específico el operador del mercado y el operador del sistema remitirán al organismo liquidador con carácter mensual la información correspondiente, pero olvida mencionar al encargado de la lectura en parecidos términos. Por otra parte, el operador del mercado y el operador del sistema efectúan liquidaciones a unidades de programación o de oferta que agrupan a varias instalaciones; para conocer en detalle la liquidación realizada a una instalación individual es necesario incluir en

este punto a los representantes, con objeto de que aporten información concreta sobre la liquidación de cada una de las instalaciones.

A juicio de esta Comisión, es asimismo imprescindible que el encargado de la lectura envíe mensualmente las medidas correspondientes a cada una de las instalaciones objeto de retribución específica, por lo que se propone añadir el siguiente apartado:

“6. Asimismo, el encargado de la lectura, como «entidad encargada de la lectura de la medida de los puntos frontera de instalaciones de producción de acuerdo con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, o la normativa que lo sustituya», remitirá mensualmente al organismo competente la mejor información disponible sobre los valores de medidas de cada instalación, según lo especificado en los mencionados procedimientos del sistema de liquidaciones.”

5.25. Sobre el artículo 44. Efectos retributivos de la modificación de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico.

Este artículo define las consecuencias de las modificaciones de instalaciones realizadas con posterioridad a la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, pero no de las modificaciones para aquellas plantas ya inscritas en dicho registro, en particular para aquellas instalaciones a las que es de aplicación el apartado 1 de la Disposición transitoria primera y que pasan a ser inscritas automáticamente en el mismo. A juicio de esta Comisión se hace necesario hacer extensivos los efectos de las modificaciones a las citadas instalaciones. Además, en el caso de que se produzca una variación del régimen retributivo aplicable, se considera conveniente determinar la fecha de inicio del nuevo régimen retributivo; se propone que sea el primer día del mes siguiente a la fecha de puesta en marcha de la instalación modificada.

En el apartado 2.c), se prevé que si la instalación experimenta una modificación que implique un cambio en la retribución a la operación, en los casos en que el nuevo valor R_0 sea inferior, se tomará el nuevo valor, y si es superior, no se modificará. En el caso de que finalmente se mantuviera el término de retribución a la operación, se

propone valorar que el propietario de la instalación retenga parte de los ahorros en OPEX, dado que en caso contrario podría no tener incentivo a introducir dichas modificaciones.

Por otra parte, esta Comisión sugiere modificar la redacción de este artículo 44 con objeto de mantener la coherencia con lo dispuesto en el artículo 30 de la propuesta y según las consideraciones hechas `Sobre el artículo 28´ en este mismo informe.

Por ello, se recomienda la siguiente redacción para el artículo 44:

“1. El régimen retributivo específico regulado en este capítulo se reconoce a cada instalación con las características técnicas que esta posea en el momento de realizar la solicitud de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

Cualquier modificación de una instalación con derecho a régimen retributivo específico ~~realizada con posterioridad a~~ con relación a las características que esta posea en el momento de realizar la solicitud de inscripción en estado de explotación (incluida la modificación de los combustibles utilizados), así como cualquier modificación de una instalación ya inscrita en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación podrá dar lugar a la modificación del régimen retributivo, de acuerdo con lo desarrollado en los siguientes apartados; el nuevo régimen retributivo será de aplicación a partir del primer día del mes siguiente a la nueva fecha de puesta en marcha.”

(...)

~~3. d)~~ *Si se realiza una modificación en la instalación que implique una reducción de su potencia nominal, para el cálculo de la retribución a la inversión se tomará la nueva potencia nominal.*

~~No podrán De realizarse aquellas~~ *modificaciones que reduzcan el valor de la inversión de la instalación inicial, tal y como esta estaba configurada en el momento de realizar la solicitud de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, y no supongan una reducción proporcional de la potencia nominal, ~~Esto será causa de cancelación de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y de pérdida del derecho~~*

~~a la percepción del régimen retributivo específico por la totalidad de la potencia.~~
Se reajustará el régimen retributivo específico en función de los nuevos valores de inversión.”

5.26. Sobre el artículo 47. Cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética de las cogeneraciones de alta eficiencia.

Se recomienda que la acreditación del cumplimiento del requisito de rendimiento eléctrico equivalente (REE) se produzca mediante un certificado emitido por una entidad reconocida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y debidamente acreditada por ENAC¹⁵. Dicho certificado deberá contener el valor de REE y de PES alcanzado por la instalación.

Asimismo, se debe señalar que el cálculo del calor útil se ajustará a lo dispuesto por la Resolución de 14 de mayo de 2008 de la Secretaría General de Energía por la que se aprueba la guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia¹⁶.

Por otro lado, con objeto de no penalizar injustificadamente a aquellas plantas que no hayan vertido electricidad, ya sea por encontrarse paradas, o bien por carecer de excedentes de producción, se recomienda habilitar, para aquellas instalaciones cuya producción haya sido nula, una declaración de *no producción* durante un año natural, de modo que no le sea tenida en cuenta a efectos de incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética previstas en el artículo 49.

¹⁵ . En este punto, se pone de relieve que actualmente no hay un proceso de acreditación específico para empresas certificadoras en relación con el REE (como sí ocurre para el requisito de respuesta frente a huecos de tensión).

¹⁶ Debe advertirse que el fallo de las sentencias dictadas por el Tribunal Superior de Justicia de Madrid de fechas 13 de octubre de 2012 y 15 de enero de 2013 anulan los apartados 3.2.3 y 3.3 de dicha Guía Técnica.

5.27. Sobre el artículo 49. Incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética.

El apartado 3 especifica las consecuencias de **un segundo incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética: se iniciaría el procedimiento de cancelación** de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y se incoaría, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente.

Tal como ha manifestado esta Comisión en anteriores ocasiones, como en el Informe 2/2012, de 7 de marzo, sobre el Sector Energético Español, **esta medida puede resultar desproporcionada**, sobre todo en una situación como la actual de crisis económica, y además perjudicial para el sistema por la pérdida de las ventajas asociadas a las instalaciones existentes que constituyen una producción distribuida.

Esta Comisión considera que en la regulación vigente existen otras medidas que ponderan de forma más equilibrada las consecuencias del incumplimiento de no alcanzar el rendimiento mínimo, como son las recogidas en el apartado 1 del propio artículo 49 de la propuesta el cual prevé la eliminación del derecho a la percepción del régimen retributivo específico en el año en que hubiera incumplido.

Por lo tanto, **se propone la eliminación del apartado 3 del citado artículo 49:**

~~“3. El incumplimiento a que hace referencia el apartado primero podrá producirse una sola vez a lo largo de la vida útil de la planta. En caso de producirse un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento de cancelación de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y podrá incoarse, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente.”~~

Debería preverse asimismo en la propuesta o en su desarrollo un tratamiento específico de las instalaciones en su primer año de funcionamiento, cuando el régimen retributivo se inicie en una fecha posterior al inicio de año natural. También

se debe especificar que el cómputo al que se refiere este artículo se debe hacer por año natural.

5.28. Sobre el artículo 50. Incumplimiento de los límites establecidos en el consumo de combustibles en función de las categorías, grupo y subgrupos.

El apartado 3 del artículo 50 especifica las consecuencias de un segundo incumplimiento de los límites de consumo de combustible previstos en el artículo 2, así como del porcentaje máximo de energía eléctrica generada a partir de combustibles de apoyo no renovables para las instalaciones del subgrupo b.1.2: la iniciación del procedimiento de cancelación de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

De forma análoga a la consideración efectuada para las instalaciones de cogeneración, la proporcionalidad y el equilibrio en las consecuencias de los incumplimientos mencionados hace que se considere más adecuada la eliminación del derecho a la percepción del régimen retributivo específico en el año en que se hubiera producido el incumplimiento, ya contemplada en el apartado 1.

Por lo tanto, **se propone la eliminación del apartado 3 del citado artículo 50:**

~~“3. El incumplimiento a que hace referencia los apartados primero y segundo podrá producirse una sola vez a lo largo de la vida útil de la planta. En caso de producirse un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento de cancelación de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y podrá incoarse, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente.”~~

Debe preverse asimismo en la propuesta o en su desarrollo un tratamiento específico de las instalaciones en su primer año de funcionamiento, cuando el régimen retributivo se inicie en una fecha posterior al inicio de año natural. También se debe especificar que el cómputo al que se refiere este artículo se debe hacer por año natural.

5.29. Sobre la Disposición adicional segunda. Establecimiento de un régimen específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas y las modificaciones de las existentes en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El apartado 1 de esta disposición prevé, en virtud de lo dispuesto en el artículo 3.3 del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, un régimen retributivo específico para las nuevas instalaciones eólicas en tierra y fotovoltaicas así como para las modificaciones de las existentes (de cualquier tecnología, cabe suponer) en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El antedicho artículo 3.3 que sirve de título jurídico para establecer este régimen retributivo específico no se circunscribe a las instalaciones eólicas en tierra y fotovoltaicas; a falta de justificación al respecto en la memoria que acompaña la propuesta, esta Comisión considera que no existen motivos para excluir las restantes tecnologías enumeradas en el repetido artículo 3.3.

Por otra parte, se considera inapropiada, también por ausencia de justificación expresa, la referencia a “*otros mecanismos*” alternativos al concurrencial, circunscrita exclusivamente al archipiélago canario. Si se desea por este medio dar amparo con norma de rango suficiente al llamado *curso eólico canario*, debería decirse sin ambages, a ser posible mediante una disposición específica que tenga tal fin, Alternativamente, cabría omitir la referencia expresa a Canarias y señalar el procedimiento concurrencial como preferente, pero no exclusivo. Por todo ello, esta Comisión propone modificar la redacción del citado apartado como sigue:

“1. En virtud de lo previsto en el apartado 3 del artículo 3 del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, se establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW de tecnologías”

~~eólica en tierra y solar fotovoltaica~~ y modificaciones de las existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La asignación de dicho régimen retributivo específico se realizará **preferentemente** mediante un mecanismo concurrencial; ~~sin~~ **sin** perjuicio de lo anterior, se podrán establecer otros mecanismos para el otorgamiento de dicho régimen **motivando debidamente las razones por las que no se adopta un procedimiento concurrencial** ~~para las instalaciones de tecnología eólica en tierra situadas en Canarias.~~

5.30. Sobre la Disposición adicional quinta. Cierre de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico.

Esta disposición determina que se podrán establecer incentivos económicos para el cierre definitivo de determinadas instalaciones de producción a partir de fuentes de energía, renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que tengan derecho a la percepción del régimen retributivo específico. Se considera necesario que se recoja en la propuesta, con base en qué mecanismo/criterio se calcularán dichos incentivos económicos. Asimismo, el artículo 13.5 del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico establece que *“toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema”*. En este sentido, la propuesta podría informar sobre qué partidas de costes o ingresos se repercutirá el impacto económico de los incentivos para el cierre definitivo de instalaciones.

5.31. Sobre la Disposición transitoria primera. Instalaciones con régimen económico primado reconocido con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.

En el apartado 3, debe hacerse la cautela de que el traspaso al que se alude no será efectivo para las instalaciones afectadas por lo previsto en el artículo 6.2 del Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto. Del mismo modo, debe tenerse en cuenta que

existe un número importante de instalaciones en el sistema de liquidaciones para las que no consta producción en un tiempo prolongado y cuyo paso automático al registro de régimen retributivo debiera ser reconsiderado. Por ello, se recomienda la inclusión de un requisito que exija acreditar la realización de un vertido reciente (en el plazo de un año), con objeto prevenir el inicio del pago del término de retribución a la inversión a instalaciones que no produzcan desde hace tiempo.

“3. Las instalaciones definidas en el apartado 1 no afectas al artículo 6.2 del Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, que a la entrada en vigor del presente real decreto estén dadas de alta en el sistema de liquidación, quedarán inscritas en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional ~~séptima~~ y octava y novena, siempre y cuando acrediten la realización de vertidos a la red en los doce meses anteriores.”

En el apartado 5, debe aclararse si lo previsto en el artículo 38 es de aplicación a las instalaciones definidas en el apartado 1 de esta disposición transitoria; de ser así, se insiste en que actualmente en el sistema de liquidaciones no se dispone de la información suficiente para determinar de modo inequívoco la potencia con derecho a percibir el régimen retributivo.

En el último párrafo del apartado 8, y tal como se mencionó en una consideración anterior, a juicio de esta Comisión deberían añadirse otros términos como “*categoría, grupo y subgrupo*” definidos en el artículo 2 de la propuesta, por lo que se propone la siguiente redacción para el citado párrafo:

“Dicha orden podrá distinguir diferentes valores de los anteriores parámetros en función de la categoría, grupo, subgrupo, tecnología, potencia, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para garantizar el cumplimiento de lo previsto en el artículo 31”

5.32. Sobre la Disposición transitoria quinta. Remisión de información

En el apartado 1.b) de este precepto se especifica que los titulares y explotadores de instalaciones que utilicen biomasa y/o biogás considerado en los grupos b.6, b.7 y

b.8 de forma única o en hibridación deberán remitir al organismo encargado de realizar la liquidación y al órgano que autorizó la instalación, al menos, una relación de los tipos de combustible utilizados, indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos, hasta que sean aprobadas las resoluciones del Secretario de Estado de Energía previstas en el artículo 7 de la propuesta de Real Decreto.

La nueva redacción omite la expresa habilitación que contemplaban el artículo 19.1, párrafo 3 (‘Remisión de documentación’) y la Disposición final cuarta, párrafo 2 (‘Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos’) del RD 661/2007 al Ministerio para el establecimiento de un sistema de certificación de la biomasa y el biogás consumidos por los antedichos grupos que incluyera la trazabilidad de los mismos. Se hace notar que hasta la fecha no ha sido desarrollado el referido sistema.

A este respecto, y con objeto de mantener la coherencia con el marco de certificación de sostenibilidad que define la 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, así como comunicaciones posteriores de la Comisión Europea, esta Comisión considera necesario, o bien recuperar dicha habilitación en el texto de la propuesta o, en su defecto, que las citadas resoluciones previstas el artículo 7 de la propuesta de real decreto establezcan un sistema de certificación del origen de la biomasa y el biogás.

5.33. Sobre la aprobación de los procedimientos del sistema de liquidaciones.

Se propone añadir una disposición adicional que establezca un plazo para la aprobación de los citados procedimientos con la siguiente redacción:

Disposición adicional undécima. Aprobación de los procedimientos del sistema de liquidaciones.

Los procedimientos del sistema de liquidaciones de los regímenes retributivos previstos en el apartado 4 del artículo 43 del presente Real Decreto serán publicados en el “Boletín Oficial del Estado” en un plazo de seis meses a partir de la publicación de la orden ministerial prevista en el apartado 1 del artículo 38. Tras la publicación de dichos procedimientos, y una vez se disponga de la información necesaria para realizar las liquidaciones, se procederá a la ejecución de las mismas de conformidad con el régimen retributivo específico establecido en el presente real decreto.”

5.34. Sobre el acceso a los registros por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Nueva disposición adicional

Para el correcto cumplimiento por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las funciones que le son asignadas por la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, este organismo necesitará conocer de primera mano la información relacionada con las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta, tales como sus datos operativos, energía producida, rendimiento eléctrico equivalente, etc. Otro tanto cabe decir de los órganos competentes de las comunidades autónomas en relación con las instalaciones ubicadas en su territorio, como se ha expuesto en las consideraciones al artículo 7 de la propuesta, Por ello, esta Comisión considera adecuada la inclusión de una nueva disposición adicional en los siguientes términos (alternativamente, el contenido de esta disposición podría incorporarse asimismo como un nuevo apartado del artículo 14, ‘Coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos’):

“Disposición adicional duodécima: Acceso a la información por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades Autónomas.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para el adecuado cumplimiento de las funciones que le atribuye la Ley 3/2013, de 4 de junio, y los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, en relación con aquellas instalaciones ubicadas en su territorio, dispondrán de acceso mediante un procedimiento electrónico a toda la información existente en el Registro

administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y en el Registro de régimen retributivo específico, así como a los datos del sistema de liquidaciones..”

5.35. Sobre el derecho de los representantes de último recurso de continuar percibiendo una retribución regulada por la representación en mercado de instalaciones de régimen especial.

La Disposición adicional séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, sobre Representación de determinadas instalaciones del Régimen Especial, establece la posibilidad de que las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción de venta a tarifa regulada puedan vender la electricidad a través de la comercializadora de último recurso, cuando actúe como su representante. Por la prestación de este servicio de representación, la empresa comercializadora de último recurso percibe del generador en régimen especial un precio máximo de 5 €/MWh cedido desde el 1 de julio de 2009. No obstante, si este comercializador fuese declarado operador dominante del sector eléctrico por la CNE o fuera una persona jurídica que pertenezca a una empresa o grupo empresarial que tuviese esta condición, este precio será fijo de 10 €/MWh cedido.

La derogación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con la consiguiente eliminación de la retribución a tarifa regulada para las instalaciones, plantea dudas interpretativas sobre el contenido, alcance y aplicación de la antedicha norma, en concreto, sobre si los comercializadores de último recurso (que según la propuesta de RD de comercialización y suministro se pasan a denominar comercializadores de referencia) deben continuar o no prestando servicios de representación a los productores a un precio regulado.

Con objeto de eliminar esta disfunción regulatoria, esta Comisión considera conveniente incluir una disposición adicional a la propuesta de real decreto que modifique la redacción de la Disposición adicional séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, en los términos que se muestran a continuación:

“Disposición adicional decimotercera. Modificación del Real decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

Se modifican los apartados 2 y 3 de la disposición adicional séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica como sigue:

2. A partir del 14 de julio de 2013 los generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos que estuvieran vendiendo su energía en el sistema de ofertas gestionado por el Operador del Mercado mediante la realización de ofertas a través de una empresa comercializadora de último recurso, que actúa como representante de último recurso, se mantendrán representados por el comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de la zona de distribución a la que estén conectados, en tanto en cuanto los titulares de las instalaciones no comuniquen su intención de operar directamente en el mercado o a través de otro representante.

En el caso de que el generador pertenezca a una zona de distribución donde no exista comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red, dicho comercializador será el perteneciente al grupo empresarial propietario de la red al que esté conectada su zona de distribución.

Asimismo, también será de aplicación lo establecido en los párrafos anteriores para las nuevas instalaciones desde el primer día del mes siguiente al de la fecha del acta de puesta en servicio hasta la fecha en que inicie su participación efectiva en el mercado de producción.

La representación que ejercen los comercializadores de referencia en el mercado, en la operación del sistema y en el sistema de liquidaciones será siempre en nombre propio y por cuenta ajena, es decir, será una representación indirecta.

3. La empresa comercializadora de referencia percibirá del generador de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos cuando actúe como su representante, un precio máximo de 5 €/MWh vertida a la red, en concepto de representación en el mercado.

5.36. Sobre la suspensión cautelar del pago de la retribución específica a los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos por liquidaciones impagadas a sus antiguos representantes de último recurso.

Esta Comisión tiene conocimiento de que los representantes de último recurso están en ciertos casos sufriendo perjuicios económicos por el hecho de afrontar liquidaciones negativas pendientes de pago tras cambiar de representante el titular de una instalación incluida en el ámbito de aplicación de la propuesta.

Sucede que, dado el funcionamiento de los procedimientos del sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las citadas instalaciones, según lo dispuesto en la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, derivada del marco económico establecido por el RD 661/2007, las sucesivas liquidaciones correspondientes a la producción de cada mes (realizadas en los meses ' $m+1$ ', ' $m+3$ ', y ' $m+11$ ', respectivamente) se realizan a través de quien era el representante en la liquidación ' $m+1$ '. Si a consecuencia del proceso de revisión y rectificación de las lecturas resultara una liquidación negativa en ' $m+3$ ' o en ' $m+11$ ' y el titular de la instalación cambiara de representante en el periodo en que la liquidación sigue abierta, sería el antiguo representante, en su condición de sujeto de liquidación (ya que en este caso la representación es siempre indirecta), quien tendría que afrontar en primer lugar el cargo correspondiente a la liquidación negativa, y luego reclamarla al titular de la instalación.

El problema estriba en que el antiguo representante se encuentra con graves dificultades para recobrar el importe de dicha liquidación negativa si el productor no paga, sin que tampoco pueda compensársele por el neto resultante de las liquidaciones siguientes al no ser ya el representante actual. A su vez, el productor o titular, no obstante ser deudor por dicho importe, seguiría cobrando puntualmente el régimen retributivo primado (o específico, en la terminología de la propuesta) a través de su nuevo representante.

Expuesta la problemática existente, esta Comisión considera lo siguiente:

- El representante de último recurso es una figura establecida por ley y de carácter obligatorio para los comercializadores de último recurso o de referencia sobre aquellos productores que hasta ahora vendían su energía a tarifa. No se trata pues de una relación jurídico privada ordinaria en el sentido de que las partes previa ponderación de los riesgos puedan libremente optar por el establecimiento o no de un determinado vínculo contractual, o al menos disponer de aquellos instrumentos jurídicos previstos para minimizar dichos riesgos (avales, fianzas, etc.).
- Este tipo de representación (RUR) siempre es indirecta, por lo que el representante es necesariamente el Sujeto de Liquidación. Ahora bien, la representación es siempre por cuenta ajena por lo que el responsable último de los derechos de cobro y obligaciones de pago es el representado, es decir, el productor o titular de la instalación.
- Dicho productor o titular se lucra indebidamente en el caso de que no devuelva al representante lo que en su momento cobró en exceso, haciendo recaer en su antiguo representante una obligación financiera que no tiene por qué asumir.

Partiendo de estas premisas, **esta Comisión propone**, como medida disuasoria efectiva, añadir un nuevo apartado a la redacción actual de la Disposición adicional

séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, que habilite al órgano encargado de realizar la liquidación a suspender de manera cautelar la liquidación del régimen retributivo específico que se encuentre cobrando el productor que haya incurrido en impagos hasta que no haya abonado completamente a su antiguo representante de último recurso las cantidades debidas. Sería pues una medida similar a la ya contemplada en el artículo decimotercero apartado 7, de la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, aplicable a los impagos a distribuidores por refacturación de energía producida con anterioridad al 1 de noviembre de 2009 y a la prevista igualmente en el artículo 5 del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, en los casos de impagos de los peajes de acceso por parte de los productores de energía eléctrica. Se propone la siguiente redacción:

Disposición adicional decimocuarta: Modificación del Real decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

Se añade un nuevo apartado 6 a la disposición adicional séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, como sigue:

“6. Se faculta al órgano encargado de realizar la liquidación a suspender cautelarmente el pago del régimen retributivo específico a los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración o residuos que mantengan un saldo deudor con quien fue su representante de último recurso o de referencia como consecuencia del impago de liquidaciones negativas.

La suspensión cautelar tendrá lugar a requerimiento del representante de último recurso o de referencia al órgano encargado de realizar la liquidación, quien comprobará que el importe reclamado coincida con las cantidades liquidadas por el mismo; el requerimiento irá acompañado de la correspondiente acreditación documental de reclamación de la deuda pendiente al titular que mantenga un saldo deudor en, al menos, dos ocasiones.

La suspensión cautelar no dará lugar al derecho a la percepción de interés alguno a favor del titular de la instalación.

Una vez abonada la totalidad de la deuda por el titular de la instalación al representante de último recurso o de referencia, este deberá comunicarlo al órgano encargado de realizar la liquidación en un plazo máximo de 10 días a

efectos de reanudar el pago de los derechos de cobro cautelarmente suspendidos”.

5.37. Sobre la Disposición derogatoria única. Derogación normativa.

Más allá de la derogación normativa genérica recogida en el apartado 1 de esta disposición, cabría considerar la derogación expresa del Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo¹⁷, toda vez que establece un mecanismo de liquidación por diferencias que, según su artículo 2, afecta a las instalaciones acogidas a la opción a) (venta a tarifa regulada) del artículo 24.1 del RD 661/2007, ya derogado.

En este sentido, se señala que si en las subastas CESUR no se subastara la totalidad del volumen solicitado por los comercializadores de referencia (hasta ahora comercializadores de último recurso, CUR), tal y como ha sucedido desde la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso (TUR), dichos comercializadores de referencia estarían sometidos a riesgo de precio por la diferencia entre el volumen solicitado y el adquirido en dichas subastas CESUR, por lo que cabría la posibilidad de que solicitaran que el término prima de riesgo tomara un valor no nulo, como lleva sucediendo desde el 1 de enero de 2012.

5.38. Sobre el Anexo II. Conexión y acceso a la red.

5.38.1. Sobre el apartado 2: Potencia máxima admisible

En el apartado 2 de este Anexo se especifican los **criterios** que deben observarse **en relación con la potencia máxima admisible para** una instalación o conjunto de instalaciones que pretendan **obtener la conexión y acceso** a las redes de transporte y distribución.

¹⁷ Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico

A este respecto se recuerda que, tal como se establece en el vigente Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, los gestores de las redes de transporte y distribución deben establecer la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto con el consumo previsto en la zona y ciertas condiciones de disponibilidad en la red. Por lo tanto, el estudio debe ser específico para la instalación o conjunto de instalaciones, y los criterios establecidos en el citado punto 2 deben considerarse como un criterio simplificado, y al mismo tiempo grosero, para determinar la potencia máxima admisible. El cumplimiento de estos criterios simplificados en caso de controversia con el titular de la instalación no debe dejar sin efecto el análisis más riguroso que corresponde al estudio específico mencionado.

Por ello, se propone añadir una frase al final del mencionado apartado, con la siguiente redacción:

*“2. Asimismo, deberán observarse los criterios siguientes en relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción **de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos en régimen especial** o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, se tendrán en cuenta los siguientes criterios...:*

(...)

2.º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

El cumplimiento de dichos criterios, en el caso de no arrojar un resultado coincidente con el solicitado por el titular, requiere que se realice por parte del gestor de la red de transporte y/o de los gestores de las redes de distribución un balance de cargas detallado en el punto solicitado, considerando tanto las instalaciones o conjunto de instalaciones que soliciten el acceso y conexión a la red como las preexistentes, así como la demanda mínima prevista.”

5.38.2. Sobre el apartado 5. Acceso a las redes de distribución con influencia en las redes de transporte.

En el apartado 5 de este Anexo se especifican las condiciones en las cuales el gestor de la red de distribución debe solicitar al operador del sistema la aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de conexión y acceso.

Sobre la mencionada aceptabilidad por parte del Operador del Sistema, cabe destacar que esta Comisión, tal como ha manifestado en repetidas ocasiones considera que el gestor de la red de distribución deberá solicitar dicha aceptabilidad teniendo en cuenta únicamente aquellas instalaciones o agrupaciones *a conectar* a la red de distribución (excluyendo las que se encuentren *ya conectadas*). Según el criterio de la CNE, dicha aceptabilidad debe solicitarse cuando una instalación por sí sola supere los 10 MW o bien cuando una agrupación de instalaciones supere dicho límite, siempre que estas últimas se tramiten en paralelo y sin que ninguna de ellas disponga de conexión firme.

La redacción dada en el borrador de real decreto que se informa especifica que para solicitar la aceptabilidad del operador del sistema se tendrán en cuenta no sólo las instalaciones a conectar, sino también aquellas con conexión existente y prevista. Por otra parte, en la redacción de dicha disposición no queda claro si el límite de potencia a partir del cual es obligatoria dicha solicitud es de 10 MW ó de 1 MW.

A este respecto, la Comisión manifiesta que este criterio introduce barreras adicionales al derecho de acceso a las redes, ya que si se tienen en cuenta las instalaciones ya conectadas en la red de distribución y estas superan los 10 MW, cualquier solicitud de acceso de una nueva instalación, por muy pequeña que sea su potencia, se considerará que tiene influencia en la red de transporte, lo que carece de sentido al no suponer un *“incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte”*.

De mantenerse la redacción, el derecho de acceso a la red de distribución estaría condicionado por la aceptabilidad no solo del gestor de la red de distribución, sino también por el Operador del Sistema.

Por otra parte, dado que el concepto de “agregación” que se introduce en el citado artículo no está claramente definido en la propuesta, se considera preferible emplear el término “agrupación”, que sí lo está. Según lo expuesto, a juicio de esta Comisión, el apartado 5 del citado Anexo II debería quedar redactado de la forma siguiente:

~~5. Para instalaciones o agregaciones de las mismas, de más de 10 MW, con conexión existente y prevista a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de distribución, este solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de conexión y acceso. Se considera agregación el conjunto de generadores existentes o previstos, o agrupaciones de éstos de acuerdo con la definición de agrupación recogida en el artículo 6, con potencia instalada mayor de 1 MW y con afección mayoritaria sobre un mismo nudo de la red de transporte.~~

Para instalaciones o agrupaciones de las mismas, de más de 10 MW, a conectar en cada momento a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de la red de distribución, este solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de conexión y acceso. Se considerará a estos efectos la definición de agrupación recogida en el artículo 6.

Asimismo, el gestor de la red de distribución informará al operador del sistema sobre la resolución de los procedimientos de conexión y acceso de todas las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto.”

6. MEJORAS DE REDACCIÓN

A continuación se proponen una serie de modificaciones relativas en su mayoría a mejoras en la redacción y corrección de errores identificados en el texto. Se recomienda asimismo en varios pasajes de la propuesta incluir explícitamente las unidades en que se expresan varias magnitudes; en particular, para la potencia y la energía eléctrica se aconseja utilizar preferentemente kilovatios y kilovatios-hora, respectivamente.

a) Artículo 3. Potencia de las instalaciones.

En el primer párrafo donde se especifica:

“1. A los efectos de lo dispuesto en el presente real decreto, la potencia nominal de una instalación de producción de energía eléctrica será la especificada en la placa de características del grupo motor, turbina o alternador, según aplique, corregida por las condiciones de medida siguientes (...)”

debería decir:

*“4. A los efectos de lo dispuesto en el presente real decreto, la potencia nominal de una instalación de producción de energía eléctrica será la especificada en la placa de características del grupo motor, turbina o alternador, según aplique, **expresada en kW**, corregida por las condiciones de medida siguientes (...)”*

b) Artículo 6. Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En el primer párrafo donde se especifica:

“1. Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación (...)”

debería decir:

“4. Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación (...)”

En el apartado c) donde se especifica:

“Todas las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW deberán enviar telemedidas al operador del sistema (...)”

Debería decir:

*“Todas las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia **instalada nominal** mayor de 1 MW, o inferior **o igual** a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias **nominales** sea mayor de 1 MW **pertenecientes al sistema peninsular**, deberán enviar telemedidas al operador del sistema (...)”*

En el apartado e), en relación con el cumplimiento de la obligación del factor de potencia, en el espacio de pocas líneas se hace referencia a dos habilitaciones de distinto rango normativo relacionadas con un mismo asunto: se autoriza a la Secretaría de Estado de Energía a modificar mediante resolución los intervalos

permitidos de factor de potencia, y a continuación al Ministro a revisar las penalizaciones derivadas del incumplimiento de dicho requisito.

c) Artículo 9

Al final del tercer párrafo del apartado 1 podría añadirse como aclaración el siguiente inciso:

*(...) La potencia neta de la instalación (...) será las que se utilice para la participación en el mercado; **para aquellas tecnologías para las que no se defina expresamente la potencia neta, esta será igual a la potencia instalada.***

d) Artículo 11

Se propone sustituir el término ‘línea de evacuación’ de las instalaciones de producción por la expresión ‘instalaciones de conexión’ en coherencia con lo dispuesto en el artículo 30 del 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.

“1. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, sin perjuicio de las competencias que tengan atribuidas otros departamentos ministeriales:

*a) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión, cierre temporal y cierre definitivo de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, **incluidas sus instalaciones de conexión**, en los siguientes casos:*

- i) Instalaciones peninsulares, ~~incluyendo su línea de evacuación~~, de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos.*
- ii) Instalaciones, ~~incluyendo su línea de evacuación~~, que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma.”*

e) Sobre el artículo 15

El apartado 1 de este precepto establece los documentos que deben acompañar a la solicitud de inscripción previa. Entre otros, se especifica, la “*Documentación acreditativa de los requisitos a que se refiere el artículo 7.*” A este respecto, esta Comisión advierte que el antedicho artículo de la propuesta de borrador de real decreto no contempla tales requisitos. Se sugiere, por tanto, completar la redacción de este punto con objeto de evitar dudas interpretativas de la norma.

f) Sobre el artículo 31

En el apartado 2, se considera que las unidades más adecuadas para la expresión de la potencia nominal y la energía neta generada son el kW y el kWh, respectivamente.

En el apartado 3, se define la tasa de retribución financiera a partir de la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los veinticuatro meses previos al mes de junio del año anterior al de inicio del periodo regulatorio. Se sugiere sustituir “~~al mes de junio del año anterior~~” por “al último mes de junio” al de inicio del periodo regulatorio.

g) Artículo 34.

En la definición de vida útil convendría hacer referencia al “acta de puesta en servicio” en lugar de al “acta de explotación definitiva”, ya que en la legislación se hace referencia al primero de los términos. Por ello se propone corregir la redacción de la definición de Vida residual regulatoria:

*“VR: Vida residual regulatoria, calculada como la vida útil regulatoria (VU) menos el número de años que han transcurrido desde el año del acta de **explotación puesta en servicio** definitiva hasta el año de inicio del semiperiodo regulatorio j.”*

h) Artículo 41.

En el apartado 2, se sugiere el siguiente cambio de redacción, dado que al finalizar el primer semiperiodo regulatorio de un periodo regulatorio, también habría que tener en cuenta la previsión de ingresos para el segundo semiperiodo del mismo periodo:

2. Al finalizar cada semiperiodo regulatorio se podrán revisar mediante orden ministerial los parámetros retributivos definidos en el apartado 1 del artículo 38, de las

*instalaciones tipo, en función de la previsión de ingresos por la venta de la energía generada en el mercado para los siguientes **semiperiodos y** periodos regulatorios y de los valores de ajuste por desviación en el precio del mercado no considerados hasta el momento.*

i) Artículo 47

En el primer párrafo donde se especifica:

“1. Para tener derecho a la percepción del régimen retributivo específico, (...)”

debería decir:

“4. Para tener derecho a la percepción del régimen retributivo específico”.

j) Disposición transitoria primera.

En el apartado 3, se advierte errata en la referencia a las disposiciones adicionales: se entiende que debería referirse la propuesta a las disposiciones adicionales octava y novena —en lugar de a la séptima y octava—, relativas a los procesos de cancelación por incumplimiento de condiciones asociadas al registro de preasignación).

k) Disposición transitoria quinta.

En el apartado 3 de la citada disposición se hace referencia al artículo 40 cuando debiera hacerse al artículo 43, con lo que la redacción del citado apartado debería ser la siguiente:

*“3. Hasta la publicación de la norma relativa a los procedimientos del sistema de liquidaciones y las obligaciones de remisión de información de los distintos sujetos definida en el apartado 4 del artículo **40 43**, los titulares deberán enviar al órgano encargado de realizar la liquidación la información exigida con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto, así como cualquier otra necesaria para poder liquidar que le sea requerida por dicho órgano. “*

l) ANEXO X

Convendría eliminar el segundo párrafo del apartado 1, ya que se repite el mismo texto mencionado previamente en el artículo 35:

[...]

~~**Para el cálculo del valor neto del activo de la instalación tipo en el primer año de un semiperiodo regulatorio se considerarán: el valor neto del activo al inicio del semiperiodo regulatorio anterior, los ingresos totales estimados percibidos por la instalación tipo, los valores de ajuste por desviación en el precio del mercado y los costes de explotación estimados de la instalación tipo, todos ellos para el semiperiodo regulatorio anterior, así como la tasa de retribución financiera.”**~~

m) ANEXO X.

Dada la complejidad del esquema retributivo recogido en este Anexo se considera necesario especificar mediante una fórmula cómo se calcula el término de “Estimación del Ingreso total”, Ing_{ij-1} . Tal y como se redacta la definición de dicho término, no queda claro si se debe calcular según los ingresos estimados en el período anterior, ni si estos ingresos son los mismos que los utilizados en el cálculo del coeficiente de ajuste C, o bien se deben tomar ingresos efectivos obtenidos en dicho semiperíodo. Asimismo se considera necesario aportar alguna información adicional sobre cuándo se repercute, en general, el “valor de ajuste por desvíos”.

n) ANEXO XI.

En el apartado b) ‘Coeficiente de ajuste’ del citado anexo se hace referencia al Anexo XI cuando debiera hacerse al Anexo X, Por otra parte, tal como ya se ha expuesto en relación con el artículo 34, convendría corregir la redacción de la definición de vida residual (VR), La redacción del citado apartado debería ser la siguiente:

~~**b)**~~ 2. *Coeficiente de ajuste.*

Será de aplicación la metodología del Anexo XI, sustituyendo la definición de la vida residual (VR) por la siguiente:

- *VR: Vida residual regulatoria, calculada como la vida útil regulatoria menos el número de años que han transcurrido desde el ~~año de la puesta en explotación~~ **del acta de puesta en servicio** definitiva hasta el año para el cual se calcula el coeficiente de ajuste.”*

ANEXO I

Comentarios recibidos de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad