




COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

A decorative graphic on the left side of the page, consisting of overlapping curved shapes in red, orange, and yellow.

**INFORME 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**

17 de diciembre de 2013

Índice

I. Antecedentes	2
II. Contenido de la propuesta.	6
III. Valoración general de la propuesta.	10
IV. Observaciones sobre el articulado	14
4.1. Sobre la consideración de las observaciones realizadas en el informe 18/2013.	14
4.2. Observaciones particulares a determinados artículos de la Propuesta:	15
V. Propuesta de mejoras de redacción y erratas	39
ANEXO I. Relación de miembros del Consejo Consultivo de Electricidad que han realizado alegaciones	43
ANEXO II. Comentarios recibidos de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad	44

INFORME 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

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 17 de diciembre de 2013, ha aprobado el presente informe 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)

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (en adelante MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 27 de noviembre de 2013, por el que se solicita a esta Comisión la emisión de informe preceptivo sobre la Propuesta, con carácter de urgencia, así como dar trámite de audiencia a los interesados también con carácter urgente a través de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. La Propuesta viene acompañada de su correspondiente Memoria.

La Propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el 28 de noviembre, habiéndose recibido alegaciones de los miembros que figuran en el anexo I.

Este informe se aprueba, en ejercicio de las competencias consultivas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

I. Antecedentes

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (en adelante RDL 9/2013), habilita al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

El Real Decreto-ley 9/2013 modifica el articulado de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico; en concreto, y en relación con el artículo 30 ('Obligaciones y derechos de los productores en régimen especial', que atañe a las centrales de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos), modifica sus apartados 4 y 5, y añade los apartados 8 y 9; asimismo incluye una disposición adicional primera en relación con estas centrales productoras.

En particular, la nueva redacción del artículo 30.4 señala que:

«4. Adicionalmente y en los términos que reglamentariamente por el real decreto del Consejo de Ministros se determine, a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada:

- a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.*
- b) Los costes estándar de explotación.*
- c) El valor estándar de la inversión inicial. (...)».*

Asimismo, el articulado del Real Decreto-ley establece que:

- a) La retribución razonable de las instalaciones tipo girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años, aplicando un diferencial adecuado que, para el primer periodo tarifario de seis años, corresponderá al rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en trescientos puntos básicos.
- b) En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio nacional, ni que respondan a otros fines que no sean exclusivamente la producción de energía eléctrica.
- c) Se podrán fijar instalaciones tipo específicas para los sistemas insulares y extrapeninsulares, pudiéndose establecer un incentivo adicional cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas insulares y extrapeninsulares.
- d) El gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, podrá establecer una retribución basada en los mismos principios, para las centrales que superen los 50 MW.

Por otro lado, el proyecto de Ley del sector eléctrico, aprobado en el Senado y actualmente en el Congreso, tras señalar en el artículo 13, que las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, regula la producción a partir de energías renovables, cogeneración y residuos en diversos artículos: 10, 14.7, 25, 27, disposición adicional undécima, disposición

adicional decimotercera, disposición adicional decimocuarta, disposición transitoria quinta, disposición transitoria sexta, disposición transitoria novena, y disposición transitoria duodécima.

El artículo 14, al tratar de la retribución de actividades en su punto 7, dedicado a las excepciones retributivas de la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, señala que:

- 1) El Gobierno, excepcionalmente, podrá establecer un régimen retributivo específico cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas, otro Derecho Europeo o suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, debiendo ser compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, y estando limitado, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en la planificación en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia.
- 2) Se empleará el procedimiento de concurrencia competitiva determinándose el valor de la inversión inicial de estas centrales por dicho procedimiento.
- 3) Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.
- 4) En los sistemas extrapeninsulares, podrá existir un incentivo adicional a la inversión y ejecución en plazo, cuando suponga una reducción significativa de los costes, pudiéndose definir excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de estos sistemas.

También se ha de señalar que, para el cálculo de dicha retribución específica, se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:

- i) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- ii) Los costes estándar de explotación.
- iii) El valor estándar de la inversión inicial.

A estos efectos, se establece que, en ningún caso, se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español, o que no respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

El cuanto al régimen retributivo, tras indicarse que no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a estas instalaciones de producción con el resto de tecnologías en el mercado, se establece que ha de permitir obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable, determinando que esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

También, y en este mismo artículo, se establecen una serie de precisiones sobre qué energía se debe incluir a efectos de régimen retributivo específico, y sobre cuándo éste resulta inaplicable.

El resto del articulado se refiere a:

- 1) El fomento de las energías renovables en territorios extrapeninsulares, cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema. (art. 10.3 y DT 12).
- 2) La creación de un registro de régimen retributivo específico en el MINETUR, en el que han de estar inscritos los generadores con derecho a una retribución adicional, donde consten los parámetros aplicables a dichas instalaciones (art. 27, DA 11 y DT 6).
- 3) Las particularidades de determinadas obligaciones de ingreso correspondientes a liquidaciones del régimen retributivo específico (DT 5).
- 4) Las tecnologías que no hubieran alcanzados los objetivos a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero (DA 14).
- 5) Las exenciones temporales a ciertas centrales de la obligación del pago de determinados peajes aplicables a la energía autoconsumida (DT 9)

En atención a las modificaciones realizadas en el Real Decreto-ley 9/2013 y en el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico, con fecha 14 de julio de 2013, tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE) oficio de la SEE por el que se solicitaba informe 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, la cual dio lugar al Informe 18/2013, de la CNE, de 4 de septiembre de 2013.

Considerando la tramitación parlamentaria del proyecto de Ley del Sector Eléctrico, la SEE solicita de nuevo informe sobre la Propuesta.

II. Contenido de la propuesta.

La propuesta consta de 54 artículos, distribuidos en seis títulos, 21 disposiciones adicionales, 14 disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, ocho disposiciones finales y 16 anexos.

El título I se destina al objeto y ámbito de aplicación de la norma, que engloba a todas las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, con independencia de su potencia.

El título II establece los derechos y obligaciones de las instalaciones dentro del ámbito de aplicación del real decreto, con independencia de que estas perciban un régimen específico o no.

El título III regula la participación en el mercado eléctrico y la participación de las instalaciones objeto de la Propuesta en los servicios de ajuste del sistema.

El sistema de cálculo de la retribución es ampliamente expuesto y formulado en la Propuesta, que dedica a ello todo el título IV. Régimen Retributivo Específico, así como los anexos VI y XIV.

En síntesis, los aspectos más relevantes del procedimiento de cálculo de la retribución se detallan a continuación:

El nuevo sistema retributivo aplicable a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos complementa los ingresos que estas instalaciones perciben por la venta de energía en el mercado: establece una retribución a la inversión que cubra los costes de inversión que no puedan recuperarse vía mercado y, si es necesario, una retribución a la operación, que cubra la diferencia entre los costes de explotación de la instalación y el precio obtenido del mercado.

También pueden existir dos componentes adicionales de retribución: el de retribución a la operación extendida, aplicable bajo determinadas circunstancias a determinar mediante una futura orden, a las instalaciones que han alcanzado el fin de su vida útil regulatoria, y un incentivo a la reducción del coste de generación para aquellas centrales situadas en sistemas extrapeninsulares que permitan reducir el coste de generación en estos territorios.

Este sistema de retribución no se establece de forma individualizada para cada instalación concreta, sino que pivota sobre el concepto de *instalación tipo*.

Las instalaciones tipo se determinarán, por medio de una Orden en función de la potencia, tipo de tecnología, antigüedad y sistema eléctrico, así como de acuerdo con otras posibles características relevantes. Cada instalación tipo representa un conjunto de instalaciones homogéneo; el régimen retributivo específico calculado sobre ella resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a dicho conjunto.

Se establecen períodos retributivos de 6 años (el primero abarcará hasta el 31/12/2019), al final de los cuales se podrán revisar los siguientes parámetros retributivos:

- ✓ El valor de la tasa de actualización
- ✓ La previsión de ingresos por venta de la energía en el mercado
- ✓ La previsión de los costes de explotación
- ✓ Los valores de ajuste por desviación en el precio de mercado
- ✓ Los costes variables de generación a efectos de la liquidación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

Asimismo se establecen unos semiperíodos de 3 años, al cabo de los cuales sólo se podrán revisar:

- ✓ La previsión de ingresos por venta de la energía en el mercado
- ✓ Los valores de ajuste por desviación en el precio de mercado

En ningún caso se podrán revisar ni el valor estándar de la inversión inicial ni la vida útil regulatoria (es decir, aquella con derecho a régimen retributivo específico). Es de destacar que la forma en que se calcula esta retribución presenta la ventaja de que el coste reconocido a retribuir permanece constante a lo largo de un plazo de tres años, durante todo el semiperíodo.

La retribución a la operación se aplica solo a aquellas instalaciones tipo en que el coste de explotación sea superior al precio de mercado; se calcula como el producto de un término R_o , expresado en €/MWh (el mismo para cada instalación tipo), por la producción de la central .

La retribución a la inversión cubre los costes de inversión que no puedan recuperarse vía mercado; se calcula como el producto de un término R_{inv} , expresado en €/MW (el mismo para cada instalación tipo), por la potencia de cada instalación. Para la determinación de este parámetro, en el caso de nuevas instalaciones, se considerará el valor de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva.

El término de inversión, R_{inv} , se calcula a su vez en función del valor actualizado neto de la instalación tipo, de la tasa de actualización y de un coeficiente C , que puede adoptar un valor comprendido entre 0 y 1.

El coeficiente C , o coeficiente de ajuste de la instalación tipo, cuantifica la parte de costes de inversión que se prevé no se puedan recuperar por la venta de energía en el mercado. Así, si los ingresos estimados del mercado coincidieran con los costes de operación, también estimados, toda la retribución de la instalación vendría de este término de retribución y C sería igual a 1. Si los costes de operación resultaran superiores a los ingresos de mercado, C seguiría tomando el valor de 1 (no puede adoptar valores superiores a la unidad) y, además, habría que completar la remuneración con el término de operación. Por último, si los costes de operación resultaran inferiores a los

ingresos de mercado C tomaría un valor inferior a 1, ya que parte de los costes de inversión de la instalación se recuperarían vía mercado.

Se han de destacar otros dos aspectos a la hora de calcular el coeficiente C:

1. El cálculo de C lleva implícito unas horas de funcionamiento estándar de la instalación tipo: este término retributivo se aplica a la potencia, y dado que tanto los ingresos por venta de energía como los costes de operación son función de la energía vendida al mercado, es necesario asumir unas determinadas horas de funcionamiento.

Por ello, el procedimiento de cálculo prevé que si el número de horas de funcionamiento de la instalación resulta inferior a un número determinado - el número de horas de funcionamiento mínimo- se reduce la retribución específica y, si se encuentran por debajo de un umbral, se pierde dicha retribución.

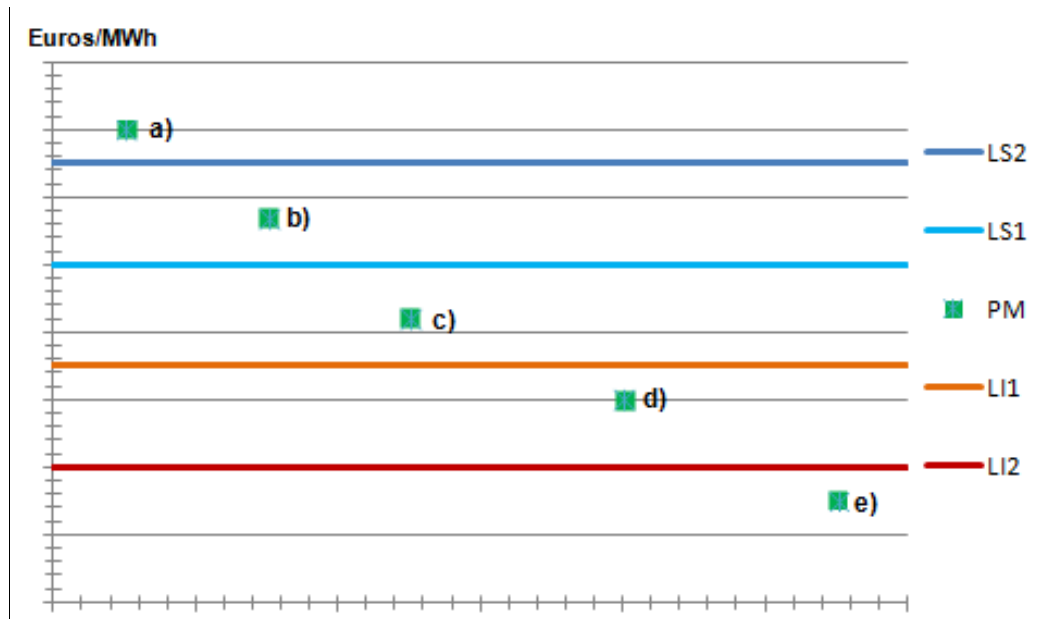
2. Dado que los ingresos de mercado empleados se basan en estimaciones, se incluye una corrección por si el precio de mercado se desvía de los valores previstos. Para ello, se han definido dos bandas de variación en torno al precio medio anual del mercado diario e intradiario, mediante dos límites de precio superior (LS1 y LS2, siendo LS2 mayor que LS1), y dos límites de precio inferior (LI1 y LI2, siendo LI2 menor que LI1).

Si el precio medio de mercado permanece dentro de la *banda estrecha*, comprendida entre los límites LS1 y LI1 -caso c) del gráfico 4-, la instalación corre con el riesgo del precio del mercado y en consecuencia no se hace corrección alguna.

Para desviaciones comprendidas entre la *banda estrecha* y la *banda ancha* de precios -casos b) y d) del gráfico 4-, es decir, si el precio medio de mercado se sitúa, por ejemplo, entre ambos límites inferiores (LI1 y LI2), la instalación soporta sólo *la mitad* del riesgo (o bien retiene sólo la mitad del sobreingreso) producido por dicha desviación, ya que el valor actual neto unitario de la instalación se corregiría al comienzo del semiperíodo siguiente, para cada uno de los años del semiperíodo anterior en que este fuera el caso, por la mitad de la diferencia entre el precio medio del mercado observado y el límite inferior más alto, LI1 (o bien el límite superior más bajo, LS1, respectivamente). Dicha corrección se aplicaría al número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo.

En el caso de que el precio medio observado sea inferior al menor de los límites inferiores -caso e) del gráfico 4- (o bien superior al mayor de los límites superiores -caso a) del gráfico 4-), se corrige *toda* la diferencia de precio, aumentando o disminuyendo el valor actualizado neto unitario, respectivamente.

Gráfico 4: Límites superiores e inferiores de precio de mercado



Fuente: CNMC

En definitiva, dentro de la banda comprendida entre LS1 y LI1, la instalación corre con el riesgo de mercado; a partir de esa banda, y hasta alcanzar LS2 o LI2, la central corre sólo con el 50% del riesgo de precio y, superados estos últimos valores extremos, para precios superiores a LS2 o inferiores a LI2 no asume ningún riesgo de precio.

Por otra parte, la tasa de actualización empleada para el cálculo de la retribución por inversión constituye con diferencia el aspecto más relevante de todo el procedimiento, y es igual a la *“media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del periodo regulatorio, incrementada por un diferencial”*.

Con carácter general, la Propuesta establece que este diferencial se fijará por Ley, si bien para las instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado a la entrada en vigor del RDL 9/2013, la tasa de actualización girará sobre el rendimiento medio en el mercado secundario en los diez años anteriores a la entrada en vigor de dicho Real Decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años, incrementado en 300 puntos básicos.

Finalmente, los procedimientos y registros relativos a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos se regulan en el título V y la representación de los titulares de las instalaciones es regulada en el título VI de la Propuesta.

III. Valoración general de la propuesta.

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 los efectos externos negativos derivados de otras formas de generación que no internalizan por completo los costes ambientales, sociales y de suministro a largo plazo. De esta forma, estos incentivos permiten a otras tecnologías competir con las fuentes de producción tradicionales de origen térmico. Además, este tipo de incentivos son válidos, también, para cumplir con los objetivos previstos en la planificación y los compromisos adquiridos con la Unión Europea, esto es, reducir la dependencia energética, 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.

En cualquier caso, 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), fomentando las inversiones competitivas en nueva capacidad y minimizando el coste de financiación de los proyectos, lo que, en definitiva, reduce el coste final para el consumidor, tanto en costes directos como indirectos.

Estos incentivos a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos tradicionalmente se han incluido en los denominados costes de acceso a la red, lo que tienen un impacto directo en la fijación de los peajes de acceso, y en función del tipo de consumidor, en el precio que paga por la electricidad.

En este sentido, las primas a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos ha sido el componente de los costes de acceso que ha registrado un mayor incremento en los últimos años, originado por el aumento de este tipo de generación, que en el caso de determinadas tecnologías ha superado con creces los objetivos de potencia instalada. En particular, en los casos en que su retribución se ha establecido en forma de una tarifa fija¹ directamente proporcional a la producción el importe total de la llamada *prima equivalente*², calculada por diferencia con el precio de mercado, se ha incrementado, a igual producción, en aproximadamente 100 millones de euros al año por cada euro/MWh de variación a la baja de dicho precio medio de mercado respecto al inicialmente previsto.

¹ Habitualmente denominada *Feed-in Tariff*, por oposición al esquema retributivo que añade un incentivo a la retribución vía mercado, habitualmente denominado *Feed-in Premium*.

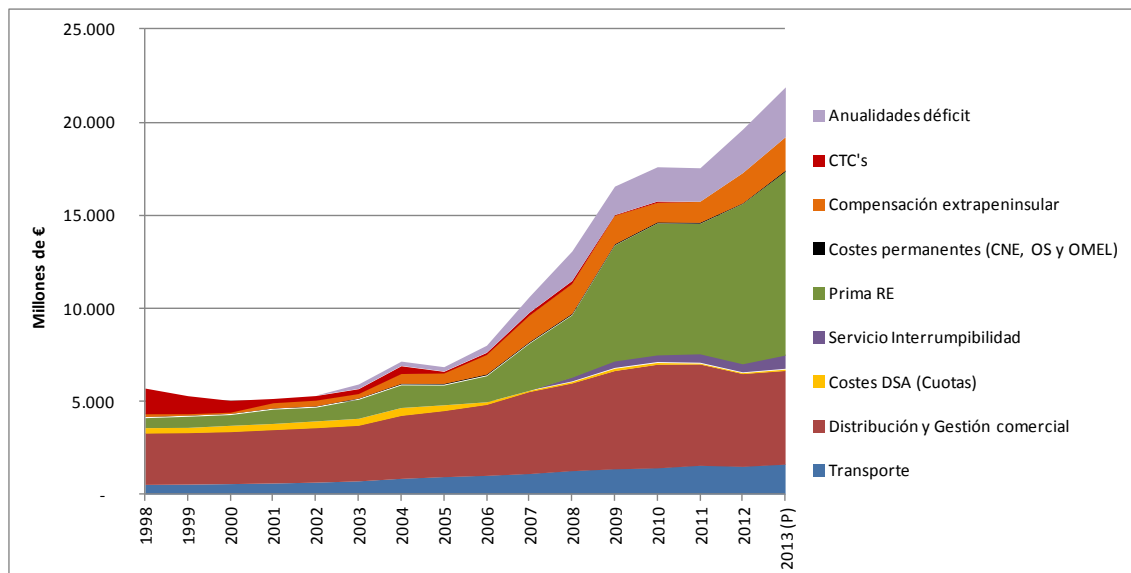
² La prima equivalente es la cantidad a liquidar por las instalaciones de producción en régimen especial cuando la opción de venta de energía eléctrica elegida por el titular de una instalación sea la correspondiente a la letra a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (venta a tarifa fija o *Feed-in Tariff*, y que corresponderá con la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que corresponda, y las liquidaciones realizadas por el Operador del Mercado y el Operador del Sistema.

Cabe señalar que el coste de las primas del régimen especial ha representado el 43,8% de los costes de acceso del ejercicio 2012, habiendo registrado un incremento medio anual del 101% desde 1998 a 2012.

Según las últimas previsiones de la CNMC, se estima que las primas del régimen especial alcancen los 9.322 millones de euros en 2013, lo que representa alrededor del 45% de los costes de acceso previstos para el ejercicio.

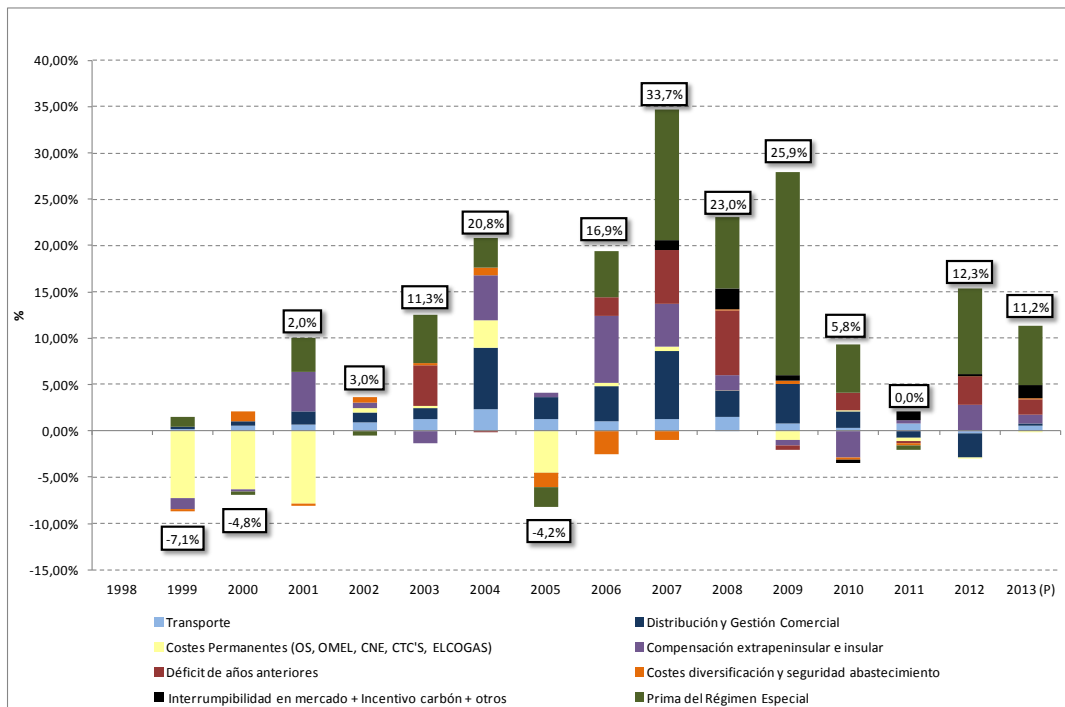
En el Gráfico 1 y el Gráfico 2 se muestra la evolución de los costes de acceso entre 1998 y 2013.

Gráfico 1. Evolución de los costes de acceso entre 1998 y 2010



Fuente: CNMC (Liquidaciones definitivas de los años 1998 a 2007, ambos inclusive, y Liquidación provisional 14 de los años 2008 a 2013, ambos inclusive. (P) Previsión para 2013, según la Orden IET/1491/20143.

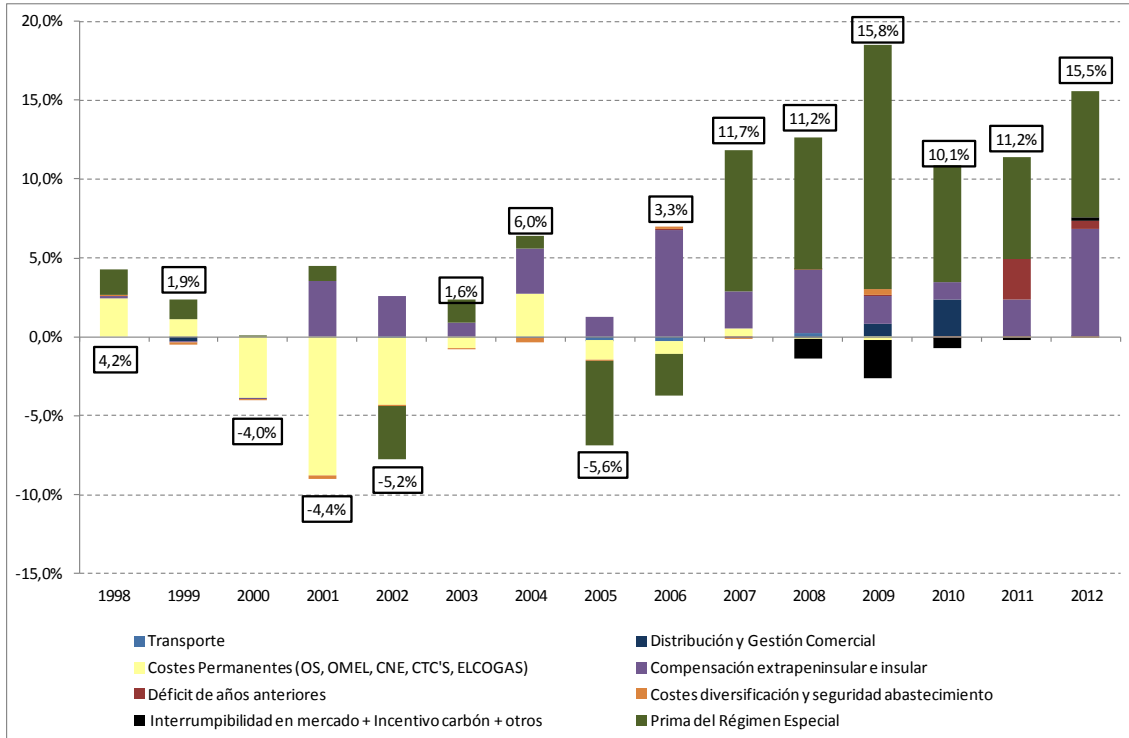
Gráfico 2. Contribución de cada componente de coste al crecimiento de los costes de acceso entre 1998 y 2013 (en recuadro crecimiento anual de los costes de acceso)



Fuente: CNMC (Liquidaciones definitivas de los años 1998 a 2007, ambos inclusive, y Liquidación provisional 14 de los años 2008 a 2013, ambos inclusive. (P) Previsión para 2013, según la Orden IET/1491/20143. Se indica que en 2013 se ha incorporado la totalidad de la Compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2013.

Más allá del incremento de las cantidades a pagar al régimen especial, o de que éstas se hayan situado en torno al 45% del conjunto de costes incluidos en los peajes, el método empleado con anterioridad al establecido en la Propuesta ha tensionado significativamente los peajes, ya que los costes de retribución del régimen especial han sido desde el año 2007 uno de los que, en mayor cuantía, han contribuido al desvío producido en los últimos ejercicios, tal y como se aprecia en el Gráfico 3 que se muestra a continuación.

Gráfico 3. Contribución de cada componente de coste al desvío entre los costes de acceso previstos y los costes de acceso reales entre 1998 y 2012 (en recuadro desvío anual respecto de los costes de acceso previsto)



Fuente: CNMC (Liquidaciones definitivas de los años 1998 a 2007, ambos inclusive, y Liquidación provisional 14 de los años 2008 a 2013, ambos inclusive).

IV. Observaciones sobre el articulado

4.1. Sobre la consideración de las observaciones realizadas en el informe 18/2013.

Esta Comisión valora favorablemente la consideración de las observaciones realizadas por la antigua Comisión Nacional de la Energía, hoy CNMC, que fueron realizadas en el Informe 18/2013. En particular, en el proyecto:

- Se han recuperado algunos grupos/subgrupos retributivos que contemplaba el Real Decreto 661/2007.
- Se especifica ahora inequívocamente qué se entiende por producción de energía eléctrica, aspecto no expresamente definido en la versión precedente.
- Se ha establecido un período transitorio (hasta fin de 2014) para que determinadas instalaciones puedan adaptarse para cumplir con obligaciones para las que se establecen requerimientos más exigentes.
- Se ha mejorado el tratamiento dado a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, más detallado ahora. Asimismo, se han clarificado las consecuencias derivadas del incumplimiento del rango de factor de potencia.
- El texto especifica mejor qué componentes de la liquidación son gestionados por el operador del mercado y cuáles por el operador del sistema, respectivamente.
- Se ha flexibilizado la cuota máxima permitida de representación de instalaciones ajenas, que pasa del 5% al 10%, de modo que los *pequeños* representantes puedan crecer y aproximarse más a la cuota de los *grandes* representantes.
- Se han eliminado las referencias al concepto de “modificación sustancial”, actualmente sin definición en la legislación vigente.
- Se ha precisado en detalle el tratamiento de los *extremos* de la vida útil retributiva, detallando cómo tratar los meses correspondientes a los años iniciales y finales de la misma.
- Se ha introducido progresividad en el tratamiento del número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento. Por otra parte, se ha flexibilizado dicho tratamiento, relacionándolo con la posibilidad de comunicar la renuncia al régimen retributivo específico.
- La definición de precio medio de mercado, relevante para el ajuste de los valores netos de inversión en cada semiperiodo, es más precisa ahora, y se cita expresamente como un parámetro retributivo más.

- Se excluye expresamente la posibilidad de que matemáticamente se obtuvieran valores netos de inversión negativos (y por ende, *retribuciones negativas*).
- Se ha mejorado la definición del coeficiente de ajuste C, mediante la inclusión de un subíndice que permita la correspondiente revisión al final de cada semiperiodo regulatorio.
- Se ha mejora con carácter general el tratamiento normativo de la figura de los comercializadores del último recurso en relación con la producción de energías renovables, cogeneración y residuos, tanto en lo que atañe a la retribución regulada percibida en calidad de representantes de último recurso como en cuanto a prevenir la propagación de posibles impagos de representante en representante.
- Se trata expresamente la derogación normativa del 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.

4.2. Observaciones particulares a determinados artículos de la Propuesta:

(1) Sobre el artículo 1. Objeto.

La Propuesta 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 tamaño; 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 dicho 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 retributivos distintos. Por lo tanto, se unifica 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 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 (entre ellos el de prioridad de evacuación a la red) que les otorgan

las Directivas de 2004 y de 2009 de promoción de la cogeneración y las energías renovables, respectivamente³.

(2) Sobre el artículo 3. Potencia de las instalaciones.

La definición de potencia instalada se ha simplificado y se hace también extensiva, mediante la disposición adicional duodécima, a instalaciones fuera del ámbito de aplicación de la propuesta (el antiguo régimen ordinario). Sin embargo, esta Comisión considera que esta simplificación podría resultar excesiva al entender que no recogería posibles especificidades, tales como las aplicables a turbinas de gas en ubicaciones de temperatura media muy baja en invierno, o a minihidráulicas fluyentes con regímenes de producción muy irregulares.

Esta Comisión comparte el planteamiento de la Propuesta de considerar en la tecnología fotovoltaica la potencia pico, en lugar de la potencia del inversor, porque aquella refleja mejor la potencia realmente instalada y presenta una mayor correlación con la energía a producir por la instalación, sin perjuicio de que deba poner de manifiesto la falta de justificación de la adopción de este criterio en la Memoria que acompaña la propuesta.

En el mismo sentido, esta Comisión considera que convendría clarificar en la Propuesta lo que se entiende por potencia pico de las instalaciones solares fotovoltaicas, por lo que se sugiere introducir 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 instalada, 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 instalada de una instalación será la suma de la potencia pico unitaria de los paneles fotovoltaicos que configuran dicha instalación. En ningún caso la potencia del inversor de la instalación podrá ser superior a la potencia instalada de la misma. **Se define potencia pico unitaria como la máxima potencia eléctrica que puede generar cada panel fotovoltaico.** [...]».*

³ Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

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.

(3) Sobre el artículo 4. *Instalaciones híbridas.*

El apartado 1 de este artículo establece qué se entiende por hibridación y la contempla para las instalaciones del subgrupo b.1.2 (solar termoeléctrica) y de los grupos b.6, b.7, b.8 (biomasa, biogás) y *licores negros* de la industria papelera del subgrupo c.2 (residuos no domésticos).

Sin embargo, en el apartado 2 se ha omitido el grupo b.7 de biogás, cuando en el apartado 1 de este artículo se incluye este grupo. Por coherencia, se propone pues modificar la redacción en los siguientes términos:

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

*i. Hibridación tipo 1: aquella que incorpore dos o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, **b.7**, b.8 y los licores negros del c.2, 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.».*

Asimismo, se considera que dicha modificación es aplicable a la enumeración de grupos que figura en el Anexo IX, en la que tampoco se menciona el citado grupo b.7.

Por último, se considera conveniente añadir el requisito de que la comunicación de los datos relativos a la hibridación se produzca mediante la presentación de una declaración responsable a la Administración competente.

(4) Sobre el artículo 7. *Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

Este precepto introduce, entre otros, los siguientes cambios:

- En los sistemas eléctricos peninsulares, se rebaja de 10 MW a 5 MW el límite de potencia a partir del cual las instalaciones o agrupaciones de instalaciones tienen obligación de seguir las consignas de control de reactiva.
- En los sistemas eléctricos no peninsulares, se rebaja de 1 MW a 0,5 MW el límite de potencia a partir del cual las instalaciones incurren en, la obligación de adscripción a un centro de control –para la que se prevé un régimen transitorio de adaptación, que finaliza el 31 de diciembre de 2014– y se modifica el umbral de 5 MW a 0,5 MW para la obligación de seguimiento de consignas de control de reactiva –para la que no se prevé dicho régimen transitorio.
- Se especifica el detalle en relación con la obligatoriedad del cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión:

tecnología (eólica y fotovoltaica), tamaño (mayor de 2 MW) y el procedimiento de operación correspondiente.

Cabe destacar que se han establecido las correspondientes disposiciones transitorias para la adaptación de aquellas instalaciones que, por tamaño, no han estado hasta ahora sujetas a estos requisitos. Sin embargo no se ha hecho lo propio para las obligaciones relativas al apartado e) “Requisitos del rango de factor de potencia”. Por ello, esta Comisión propone establecer un periodo transitorio para la adaptación de las instalaciones existentes de potencia instalada comprendida entre 5 MW y 10 MW en la Península, y entre 0,5 MW y 5 MW en los sistemas no peninsulares, durante el que no sería de aplicación la penalización establecida por incumplimiento, para lo cual se propone añadir una Disposición transitoria decimocuarta con la siguiente redacción:

«Disposición transitoria decimocuarta. Cumplimiento de la obligación de seguimiento de consignas dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia por las instalaciones.»

Los titulares de las instalaciones que deban cumplir con la obligación de seguimiento de consignas dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia de acuerdo con lo previsto en el artículo 7.e) del presente real decreto, que con anterioridad a la entrada del mismo, no estuvieran obligadas a ello, tendrán de plazo hasta el 31 de diciembre de 2014, para adaptarse al cumplimiento de dicha obligación.».

Por otro lado, se considera adecuado establecer las consecuencias derivadas del incumplimiento de los requisitos de adscripción a centro de control, telemida y cumplimiento del requisito de respuesta frente a huecos de tensión.

Finalmente, esta Comisión estima conveniente que las instalaciones obligadas a cumplir los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión comuniquen dicho cumplimiento mediante la remisión de una declaración responsable análoga a la prevista en el anexo XI acerca del cumplimiento de “los requisitos y las condiciones relativas a sus características técnicas establecidos por orden” ministerial, de acuerdo con el artículo 47.1.b) de la Propuesta. Por ello, se propone la siguiente redacción del apartado d):

«d) Las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada superior a 2 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el apartado anterior, y las instalaciones eólicas, están obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos mediante el procedimiento de operación correspondiente. Los titulares de estas instalaciones, o sus representantes, presentarán una declaración responsable a la Dirección General de Política Energética y Minas, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo XXXX, en la que manifiesten el cumplimiento de los requisitos anteriores.».

(5) Sobre el artículo 8. Remisión de documentación.

Este artículo contempla la remisión de cierta información *exclusivamente* al MINETUR. Esta Comisión considera que la Propuesta debe recoger que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá acceso a dicha documentación, así como las Comunidades Autónomas, cuando se refiera a instalaciones ubicadas 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 su representante**, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información...*

*2. Los titulares de las instalaciones inscritas en el Registro de régimen retributivo específico, **bien por sí mismos o a través de su representante**, deberán enviar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en su caso, 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, cuando se refiera a instalaciones ubicadas en su ámbito territorial.».

(6) Sobre el artículo 9. Participación en el mercado.

El primer apartado de este artículo 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 debe hacerse referencia a las excepciones al sistema de ofertas previstas en el artículo 24 del proyecto de Ley del Sector Eléctrico, pues dicha obligación debería relajarse al menos para las instalaciones de menor tamaño, para las cuales satisfacer esta imposición puede resultar excesivamente oneroso, pudiendo optar por formas de contratación bilaterales o a plazo como las contempladas en el artículo 24 del citado proyecto de Ley. Por tanto, se propone redactar el primer párrafo del apartado 2 de la forma siguiente:

*«2. Las instalaciones de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación, **sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 24⁴ de la Ley del***

⁴ El artículo 24 del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico contempla las diferentes modalidades de contratación de la energía producida.

Sector Eléctrico, bien directamente o a través de un representante, en los términos establecidos en la normativa de aplicación.».

(7) Sobre el artículo 11. Régimen retributivo específico.

El apartado 6.b) especifica que uno de los factores que intervienen en la determinación de los ingresos procedentes de la retribución a la operación de una instalación es la “energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación”.

En relación con el antedicho término, debe tenerse en cuenta que para el caso de las instalaciones de cogeneración que funcionen en régimen de *excedentes* (por oposición al régimen denominado *todo-todo*), u otras vinculadas a un consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo (producción con autoconsumo), la energía generada que determina la operación de la unidad de producción no coincide con la energía vendida en el mercado de producción, por lo que esta Comisión considera necesario hacer una mención especial a estas instalaciones. Se propone por lo tanto la siguiente redacción:

«b) Un término retributivo a la operación a que hace referencia el artículo 14.7.a) de la Ley del Sector Eléctrico, que se denominará retribución a la operación (Ro) y se calculará conforme a lo previsto en el artículo 18 expresándose en €/MWh.

*Para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación de una instalación, se multiplicará, para cada periodo de liquidación, la retribución a la operación (Ro) de la instalación tipo asociada, por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación en dicho periodo, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 24. **En el caso de las instalaciones vinculadas a una de las modalidades de producción con autoconsumo contempladas en el artículo 9.1, párrafos b) y c) de la Ley del Sector Eléctrico, el término retributivo Ro se multiplicará por la energía activa neta saliente generada en barras de central por la unidad de generación, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 24.** ».*

(8) Sobre el artículo 14. Criterios para la aplicación del régimen retributivo específico a cada instalación.

El apartado 3 de este artículo establece que “a efectos de la aplicación del régimen retributivo específico y de los procedimientos con él relacionados, las referencias al término instalación se podrán entender realizadas, cuando proceda, a unidad retributiva” y define el antedicho término. A este respecto, se propone la inclusión del siguiente párrafo al final de este apartado

«Se entiende por unidad retributiva aquella parte de la instalación para la que los valores necesarios para liquidar el régimen retributivo específico son iguales

para todos los elementos que conforman dicha unidad retributiva, y diferentes de los de otra unidad retributiva de la instalación.

A efectos de considerar las unidades retributivas en el sistema de liquidaciones, los encargados de la lectura deberán asignar tantos nuevos Códigos de Identificación a efectos de Liquidaciones (CIL) como en su caso sean necesarios con objeto de que no exista más de una unidad retributiva incluida en un mismo CIL.».

(9) Sobre el artículo 18. Retribución a la operación de la instalación tipo.

El apartado 3 especifica que *“una vez superado el periodo en el que una instalación tipo tiene derecho a la retribución, a la inversión y a la retribución a la operación, mediante orden del Ministerio de Industria Energía y Turismo se podrá establecer, durante un periodo limitado, una retribución a la operación extendida que permita desde el punto de vista económico mantener en operación”*. Existen en la Propuesta otras referencias a la posibilidad de una retribución a la operación extendida, pero ninguna especifica los criterios según los cuales sería de aplicación, más allá de que será tal que *“permite mantener en operación [una vez superada su vida útil retributiva] las instalaciones con costes de explotación superiores a los ingresos por la participación en el mercado”*.

Debe tenerse presente que buena parte del parque de generación a partir de energías renovables, cogeneración o residuos podría situarse ya en torno o por encima de dicha vida útil retributiva; para tales instalaciones, esta retribución podría resultar determinante para decidir la continuación o no de su explotación. Por lo tanto, esta Comisión considera conveniente que la Propuesta que ahora se informa especifique los criterios exigibles para resultar elegible para la percepción de la retribución a la operación extendida, sin perjuicio de que la concreción del valor de los mismos pudiera remitirse a un posterior desarrollo reglamentario.

(10) Sobre el artículo 20. Revisión del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable.

El mecanismo para la determinación del valor del diferencial sobre el rendimiento de las Obligaciones del Estado, mediante Ley, se podría considerar demasiado rígido y adicionalmente implica la emisión de informes sobre variables de mercado con demasiada antelación, que pueden quedar desfasados antes del comienzo del periodo regulatorio en el que serán de aplicación. En su lugar, se considera más razonable que se determine la metodología para la fijación del valor, de forma que éste pueda calcularse poco antes del comienzo del periodo regulatorio. Esta Comisión considera que debe establecerse una metodología transparente y predecible para la determinación del diferencial, y que tome en consideración el coste de financiación de los recursos propios y ajenos de la actividad a retribuir.

Por último, se considera necesario el informe previo de la CNMC para la determinación de la metodología.

Por ello, esta Comisión propone los siguientes cambios en la redacción del artículo 20.2:

*«2. Antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Consejo de ministros un Anteproyecto de Ley en el que se recogerá **la metodología para la determinación una propuesta** del valor que tomará en el periodo regulatorio siguiente el diferencial señalado en el apartado anterior.*

*Para fijar **esta metodología este valor, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá informe eal** Ministerio de Industria, Energía y Turismo ~~podrá recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá emitirse~~ antes del 1 de julio del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente.*

*3. De acuerdo a lo previsto en el artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico, para la determinación de la propuesta **de metodología, en base a la cual se fijará el del** valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:*

a) Retribución adecuada para esta actividad considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española.

b) Rentabilidad de la actividad de producción de energía eléctrica considerando ~~y~~ la situación cíclica de la economía española y de la demanda eléctrica.

c) Coste de financiación de las empresas de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivos regulados eficientes y bien gestionadas del entorno europeo.».

(11) Sobre el artículo 21. Revisiones de los parámetros retributivos.

El apartado 3 extiende el periodo de actualización de los valores de retribución a la operación “*para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de combustible*”: pasa de ser trimestral a anual.

Dada la volatilidad del precio de los combustibles fósiles, esta Comisión considera apropiado establecer una periodicidad inferior a la anual para el procedimiento de revisión de estos valores. Se propone, por tanto, que la citada revisión se realice semestralmente, en coherencia con la periodicidad de las revisiones del coste de combustible en los sistemas no peninsulares. Por ello se propone la siguiente redacción:

*«3. ~~Anualmente~~ **Semestralmente** se revisará la retribución a la operación y la retribución a la operación extendida para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible.*

(...)

Como consecuencia de esta revisión—~~anual~~, no se podrán eliminar ni incorporar nuevos tipos de instalaciones...».

(12) Sobre el artículo 23. Liquidaciones del régimen retributivo específico.

Esta Comisión sugiere la inclusión del siguiente párrafo al final del apartado 2:

«2. Las instalaciones que tengan derecho a la percepción del régimen retributivo específico liquidarán con el órgano competente, bien directamente o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente, de acuerdo con lo previsto en este capítulo.

El organismo encargado de la liquidación expedirá mensualmente las correspondientes facturas en nombre y por cuenta de terceros, conforme a la normativa vigente. El importe de dichas facturas se corresponderá con las cantidades efectivamente abonadas a cuenta, una vez tenidas en cuenta la financiación de desviaciones transitorias y ajustes. Asimismo, complementado a las facturas, se remitirá mensualmente documentación con la información acumulada de las cantidades abonadas en cuenta y las pendientes en el ejercicio en curso. Finalmente, se emitirá la correspondiente factura recapitulativa de los pagos a cuenta efectivamente abonados en cada ejercicio.

No obstante lo anterior, para las cantidades correspondientes a ejercicios anteriores a 2014, se atenderá a lo dispuesto en la disposición transitoria decimosexta.».

(13) Sobre el artículo 24. Correcciones de los ingresos anuales procedentes de la retribución específica de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma.

En relación con el apartado 5, y con objeto de que las correcciones por el número de horas equivalentes sean también de aplicación para el primer trimestre de cada año, se propone que a efectos del pago a cuenta en las liquidaciones mensuales, se tenga en cuenta el valor de horas correspondiente al trimestre inmediatamente anterior. Por ello se propone la siguiente redacción para el citado apartado:

*«5. Adicionalmente a la corrección prevista en los apartados anteriores de los ingresos anuales procedentes de la retribución específica de una instalación, se establecen correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva. ~~al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año.~~ Para ello se utilizará la metodología establecida en los apartados anteriores, considerando que las referencias realizadas a periodos anuales son realizadas a periodos **trimestrales, empleándose en cada trimestre el valor 'd' correspondiente a los valores de horas equivalentes y umbral de funcionamiento del trimestre anterior. de 3, 6 y 9 meses respectivamente.***

El número de horas **equivalentes** de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento, para cada **uno de los cuatro trimestres período de 3, 6 y 9**

meses se establecerán para cada tipo de instalación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.”

(14) Sobre el artículo 27. Ayudas públicas y otros ingresos derivados de la explotación.

Esta Comisión considera inadecuado que se deje abierto el porcentaje de subvención de la ayuda pública que el promotor puede retener, por lo que se propone modificar la redacción en este sentido:

«En el caso de que se perciban ayudas públicas, la retribución específica ~~se podrá minorar hasta~~ minorará por un importe igual eal 90% de la cuantía de la ayuda pública percibida en los términos que se establezcan mediante orden ministerial.»

(15) Sobre el artículo 29. 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, con objeto de otorgar mayor claridad a la redacción, convendría hacer extensivos los efectos de las modificaciones a las citadas instalaciones. Por ello, se recomienda la siguiente redacción para el artículo 29:

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

2. Cualquier modificación de una instalación con derecho a régimen retributivo específico ~~realizada con posterioridad a~~ con relación a las características que esta poseía 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. (...)».

(16) Sobre el artículo 33. Comunicación de la renuncia temporal al régimen retributivo específico para las cogeneraciones.

Este artículo flexibiliza la comunicación de la renuncia temporal al régimen retributivo específico para las instalaciones de cogeneración. En relación con este particular, esta Comisión propone hacer extensiva la posibilidad de comunicar la suspensión temporal que se prevé para las cogeneraciones a las instalaciones a las que se refieren los apartados 2,

3 y 4 del artículo 35. En consecuencia, se propone modificar la redacción del apartado 1 del artículo 33 en los siguientes términos:

*«Artículo 33. Comunicación de la renuncia temporal al régimen retributivo específico para las cogeneraciones **y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 35.***

*1. Las instalaciones de cogeneración **y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 35** podrán comunicar la renuncia de forma temporal al régimen retributivo específico regulado en este título. Durante dicho periodo no les será exigible el cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética **y los cumplimientos de los límites en el consumo de combustibles que se establecen en el artículo 35** y percibirán exclusivamente el precio de mercado. Esta renuncia no supondrá un incremento de la vida útil regulatoria de las citadas instalaciones.».*

(17) Sobre el artículo 34. Incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética.

Esta Comisión propone añadir un nuevo punto cuarto en el que se especifiquen los supuestos que no se consideran incumplimientos de las condiciones de eficiencia energética.

«4. No se considerará como incumplimiento la no comunicación de los datos relativos a las condiciones de eficiencia energética en caso que la planta no haya tenido producción de energía eléctrica durante la totalidad del periodo considerado y no se haya percibido el régimen retributivo específico.»

(18) Sobre el artículo 50. Cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

El artículo 45.6 de la Propuesta prevé que si el solicitante de una inscripción en el Registro de régimen retributivo específico no responde a una solicitud de información de la Administración, se producirá la caducidad del procedimiento y se podrá ejecutar la garantía. Esta previsión es congruente con la regulación de la caducidad en los procedimientos a solicitud de interesado, contenida en el artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

En parecidos términos, pero fuera del marco de un procedimiento administrativo a solicitud de interesado, el artículo 50.1.I) de la Propuesta de Real Decreto prevé que “Serán motivos para la cancelación de la inscripción de una instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación los siguientes: (...) I) Falta de respuesta en el plazo de tres meses a los requerimientos de información o actuación realizados por la Administración”.

Esta causa de cancelación podría no adecuarse a lo dispuesto legalmente. A diferencia del supuesto regulado en el artículo 45.6 de la Propuesta, esta consecuencia no se articula en el marco de un

procedimiento administrativo iniciado a solicitud del interesado. Se trata, en cambio, de un supuesto en el que el interesado cuenta ya con la inscripción (y con el reconocimiento, por tanto, de una retribución específica), y, como consecuencia de la falta de atención de un requerimiento de la Administración (del que, por lo demás, no se acota ámbito ni presupuesto de hecho alguno), se prevé la cancelación de la inscripción (y la pérdida de ese derecho a la retribución específica).

Cabe que la Propuesta regule, como se realiza en las otras letras del artículo 50.1, la cancelación de la inscripción cuando faltan los presupuestos de la misma (si se cierra la instalación, se revoca su autorización administrativa, se descubre la falsedad de los datos que se habían considerado, se modifican las características de la instalación que se habían considerado...), pero no cabe que un real decreto, a modo de sanción, contemple la pérdida de este derecho a la retribución por el hecho de incumplir requerimientos que realiza la Administración. Las consecuencias punitivas que tiene esa actuación (no atender requerimientos de la Administración) se deben regular legalmente.

A este respecto existen unos tipos específicos, y unas correlativas sanciones, precisamente para los casos de “incumplimiento de requerimientos impartidos por la Administración competente”, según resulte, o no, perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema: artículo 60.a).8 –infracción muy grave- y artículo 61.a).4 –infracción grave- de la vigente Ley del Sector Eléctrico; asimismo, el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico en tramitación regula unas sanciones accesorias, contemplando a este respecto en qué casos, y en qué términos, se podrá establecer la “Pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones, ayudas públicas o cualquier régimen económico adicional conforme a esta ley y sus normas de desarrollo”.

(19) Sobre el artículo 54. Representantes.

El apartado 1 establece la posibilidad de que los productores de energía a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos utilicen la figura del representante para la participación en el mercado, las liquidaciones de los peajes y la retribución específica, si bien, la modalidad de representación (directa o indirecta) y el representante elegido deberán ser los mismos a los efectos citados. A este respecto, esta Comisión considera necesario que se establezca un periodo transitorio para que se pueda cumplir esta obligación. En consecuencia, se propone la inclusión de una nueva disposición transitoria con la siguiente redacción:

«Disposición Transitoria Decimoquinta

Si a la entrada en vigor de este Real Decreto existen instalaciones con diferentes modalidades de representación ante los distintos organismos, los representantes de estas instalaciones deberán comunicar a todos los agentes involucrados en el plazo máximo de seis meses, la opción de representación elegida por los titulares, aplicándose de modo transitorio la

modalidad de representación existente en cada organismo hasta ese momento.».

(20) 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, un régimen retributivo específico para las nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas así como para las modificaciones de las existentes en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Por otra parte, en la Disposición Adicional decimoquinta se establece la retribución de las instalaciones de cogeneración y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia y residuos, que estén ubicadas en los territorios no peninsulares.

A este respecto, esta Comisión considera que no existen motivos para restringir las posibles tecnologías renovables susceptibles de acogerse a este régimen específico, con la excepción ya mencionada de las instalaciones que utilizan las tecnologías referidas en la Disposición Adicional decimoquinta.

Por todo ello, esta Comisión propone modificar el propio título del artículo, así como la redacción del citado apartado como sigue:

*«Disposición adicional segunda. Establecimiento de un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones **eólicas y fotovoltaicas de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables no gestionables** y las modificaciones de las existentes en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

*1. En virtud de lo previsto en el artículo 14.7 de la Ley del Sector Eléctrico, **y sin perjuicio de las excepciones contempladas por la Disposición Adicional decimoquinta**, se establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica ~~de tecnologías eólica y solar fotovoltaica~~ **a partir de fuentes de energía renovables no gestionables** y modificaciones de las existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.».*

(21) Sobre la Disposición adicional novena. Ajustes de la liquidación de las tarifas y primas correspondientes a la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible, en las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.

En el apartado 2, esta Comisión considera que es necesario añadir que las cantidades asociadas a la reliquidación del periodo entre 1 de enero de 2013 y la entrada en vigor del RDL 9/2013, de 12 de julio, se imputarán en el sistema de liquidaciones de actividades reguladas al ejercicio 2013 de acuerdo a la nueva disposición transitoria decimosexta.

Adicionalmente, el apartado 4 establece que estas reliquidaciones se harán efectivas en las seis primeras liquidaciones posteriores a la aplicación efectiva de este real decreto. Sin embargo, a la fecha de elaboración de este informe, no ha sido aun publicada la orden citada en el punto 3, que permite calcular las cuantías. Por lo tanto, se propone modificar la redacción de manera que las nuevas liquidaciones se vinculen a la aprobación de ambas normas, y se incorpore un plazo para incorporar estos cálculos en el sistema de liquidaciones. Se propone el siguiente texto:

*«4. Los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de lo establecido en los apartados anteriores serán liquidados por el organismo encargado de las mismas en **las seis primeras liquidaciones posteriores a la una vez se produzca la aplicación efectiva de este real decreto y la orden citada en el punto 3.** Las cantidades tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema según proceda, a los efectos previstos en el procedimiento de liquidación de los costes del sistema eléctrico. **Estas cuantías serán imputables al ejercicio 2013 de acuerdo a la disposición transitoria decimosexta.**».*

(22) 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 esta Comisión 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, 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 8 de la Propuesta, Por ello, esta Comisión considera adecuada la inclusión de una nueva Disposición Adicional en los siguientes términos:

«Disposición adicional vigesimosegunda: 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.».

Alternativamente, el contenido de esta disposición podría incorporarse asimismo como un nuevo apartado del artículo 39, 'Coordinación con las

comunidades autónomas y con otros organismos', mediante la siguiente redacción del apartado 3 del artículo 39:

*«3. La Dirección General de Política Energética y Minas facilitará el acceso electrónico a dicho registro a los órganos competentes de las comunidades autónomas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial, así como al órgano competente para realizar la liquidación, **a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, al operador del sistema y al operador del mercado, de forma que estos puedan tener conocimiento de las inscripciones y modificaciones realizadas en el registro.»*

(23) Sobre la Disposición transitoria primera. Inscripción en el registro de régimen retributivo específico de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor 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.

En relación con el apartado 6, se pone de relieve que algunos de los criterios empleados en el artículo 14 de la propuesta no se encuentran actualmente en el sistema de liquidaciones o bien son incompletos y que, dado el carácter inmediato de inicio de la liquidación, podrían dar lugar a cierta indeterminación a la hora de determinar el régimen retributivo de las instalaciones, ya que tienen una influencia directa en la potencia instalada considerada a efectos de determinar la retribución a la inversión.

En lo que se refiere al apartado 7, se debe considerar que la equivalencia, en caso que se produzca mediante Resolución, debe basarse en parámetros ya existentes y que consten en el Registro de Instalaciones de Producción de Régimen especial.

Adicionalmente, en el caso de que no se estimase oportuna la modificación propuesta del artículo 24 respecto a la corrección por el número de horas equivalentes, sería necesario establecer cuál sería el tratamiento de las instalaciones dadas de alta actualmente en el sistema de liquidaciones pero que de manera continuada no están produciendo.

(24) Sobre la Disposición transitoria tercera. Remisión de información.

En relación con los párrafos c), d), e) y f) del apartado 1, esta Comisión considera adecuado incluir como requisito que la información sea acompañada de una declaración responsable análoga a la prevista en el anexo XI acerca del cumplimiento de *“los requisitos y las condiciones relativas a sus características técnicas establecidos por orden”* ministerial, de acuerdo con el artículo 47.1.b) de la Propuesta. En consecuencia, se propone añadir el siguiente párrafo después del apartado 1f):

«g) Las instalaciones que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto estén acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, deberán enviar a la Dirección General de

Política Energética y Minas una declaración responsable de acuerdo con el modelo establecido en el anexo XXXX en la que quede explícitamente recogida, según proceda, la cantidad equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad o bien la cantidad de lodos al 70 por ciento de humedad.».

Por otra parte, se propone modificar la redacción del apartado 3 en los siguientes términos:

*«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 5 (**apartado correspondiente**)⁵ del artículo 23 (**artículo correspondiente**), los titulares deberán enviar al órgano encargado de realizar la liquidación la información exigida ~~con anterioridad~~ en el Real Decreto 2017/1997 **la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, a la entrada en vigor del presente real decreto**, así como cualquier otra necesaria para poder liquidar que le sea requerida por dicho órgano.*

Asimismo, a efectos de realizar los pagos por parte del sistema de liquidaciones, se estará a lo previsto en el procedimiento general de liquidaciones previsto en la Ley del Sector Eléctrico y en su normativa de desarrollo.».

(25) Sobre la Disposición transitoria sexta. Aplicación de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

De manera análoga a la consideración efectuada en el artículo 7d) de la propuesta, se propone la inclusión del párrafo siguiente al final del apartado 1:

«1. Las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas y las instalaciones eólicas que se encuentren situadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a las que les sea de aplicación la obligación establecida en el apartado c) del artículo 7 del presente real decreto, están obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos en el procedimiento de operación para las instalaciones eólicas situadas en la península, hasta que se desarrolle un procedimiento de operación para dichas instalaciones.

La comunicación de dicho cumplimiento se efectuará mediante la presentación ante la Dirección General de Política Energética y Minas de la correspondiente declaración responsable, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo XXXX.».

(26) Sobre la Disposición transitoria octava. Particularidades relativas a determinadas liquidaciones del régimen retributivo específico.

Esta Comisión considera que es necesario añadir que las liquidaciones a las que se refiere el apartado 1, se imputarán en el sistema de

⁵ Ver el apartado Mejoras de redacción y erratas.

liquidaciones de actividades reguladas al ejercicio 2013 de acuerdo a la nueva disposición transitoria decimosexta. Para ello se propone el siguiente texto:

*«1. Cada una de las liquidaciones que deban realizarse a las instalaciones de acuerdo a lo dispuesto en la disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, **se imputarán al ejercicio 2013 de acuerdo a la disposición transitoria decimosexta** y se realizará de acuerdo al siguiente procedimiento:».*

En el apartado 1b) se establece un límite a las obligaciones de ingreso al sistema de liquidaciones basado en el “el derecho de cobro de la liquidación del mercado diario e intradiario del mes al que se refiera la liquidación”. En el sistema de liquidaciones esta información se corresponde con la baldita. El operador del sistema proporciona este valor agregado por representante, y es posteriormente el propio representante el que realiza el reparto entre las instalaciones de acuerdo a su mejor criterio. Dado que con el nuevo método retributivo la baldita no se utiliza, y con objeto de independizar el límite de las obligaciones de ingreso del reparto que puedan hacer los representantes, se propone utilizar como parámetro la liquidación del mercado diario. Este dato puede ser calculado por el sistema de liquidaciones como la energía horaria generada por cada instalación por el precio horario del mercado diario. Para ello se propone la siguiente modificación en el segundo párrafo del apartado 1.b):

«En caso de que esta cantidad suponga una obligación de ingreso al sistema de liquidaciones, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la suma de la cantidad que resulte de lo dispuesto en el apartado a) anterior y del derecho de cobro de la liquidación del mercado diario ~~e intradiario~~ del mes al que se refiera la liquidación.»

Al establecer límites a las devoluciones, la aplicación de este procedimiento puede provocar que las reliquidaciones se prolonguen más de nueve meses. Se propone incluir esta circunstancia en el apartado 1c), de acuerdo con la siguiente propuesta:

*«c) La cantidad que no se hubiera ingresado de acuerdo al apartado b) anterior por encima del límite será considerada en la siguiente liquidación de acuerdo a lo previsto en el presente apartado, **sin perjuicio de que se pueda superar el número de liquidaciones a que hace referencia la disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.**».*

Por otro lado, cabe señalar que desde la entrada en vigor del RDL 9/2013 ha seguido resultando de aplicación lo dispuesto en el 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, de tal forma que las instalaciones de régimen especial han estado obligadas a vender una cantidad de su producción

para ser liquidada por diferencias de precios con respecto al precio de la CESUR.

Dada que la retribución específica regulada en esta Propuesta de Real Decreto para cada tipo de instalación se calcula teniendo en cuenta los ingresos estándar por la venta de energía valorada al precio del mercado, se considera necesario realizar los ajustes necesarios en la liquidación a cuenta durante el periodo al que hace referencia la disposición transitoria tercera.2 del RDL 9/2013, de tal forma que la retribución definitiva de estas instalaciones no se vea afectada en ningún caso por la existencia de dicha obligación.

Para ello, en caso de que el importe resultante de multiplicar la cantidad de cada producto asignada mediante el procedimiento establecido en el artículo 3 del Real Decreto 302/2011 por la diferencia entre el precio horario del mercado diario y el precio de venta del producto, fuese positiva, la liquidación a cuenta realizada antes de la entrada en vigor de este Real Decreto, tendrá en cuenta la prima liquidada deducido el importe de dicha diferencia. Por el contrario, en el caso de que dicha diferencia resulte negativa, la liquidación a cuenta realizada antes de la entrada en vigor de este Real Decreto, tendrá en cuenta la prima liquidada más el valor absoluto de dicha diferencia. En este sentido, se propone añadir el siguiente punto d) al apartado 1:

«d) A efectos del cálculo de las obligaciones de pago y derechos de cobro resultantes de la aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, se tendrá en cuenta lo siguiente en relación con las liquidaciones realizadas a cuenta:

- En el caso de que el importe mensual correspondiente a la liquidación de la instalación del régimen especial a la que hace referencia el artículo 6.b del Real Decreto 302/2011, haya supuesto un derecho de cobro, el organismo liquidador tendrá en cuenta el importe de la prima del régimen especial liquidado a cuenta sumado dicho derecho de cobro.

- En el caso de que el importe mensual correspondiente a la liquidación de la instalación del régimen especial a la que hace referencia el artículo 6.b del Real Decreto 302/2011, haya supuesto una obligación de pago, el organismo liquidador tendrá en cuenta el importe de la prima del régimen especial liquidada a cuenta deducida dicha obligación de pago.».

Por otro parte, respecto al cálculo de los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria tercera.2 del RDL 9/2013, cabe destacar que en la propuesta de Real Decreto no se ha incluido ninguna disposición que establezca explícitamente cual es la retribución correspondiente al año 2013 para las instalaciones incluidas en la disposición adicional décima. Según se desprende del anexo XIV, parece que los parámetros retributivos del año 2013 serán iguales a los del año 2014 y en aplicación del artículo 22.2, la retribución a la inversión del mes de julio de 2013 sería cero para todas las instalaciones y sólo se percibiría, en su caso, la

retribución a la operación. En el caso que éste fuera el objetivo de la norma, a juicio de esta Comisión debería incluirse en una disposición específica.

En el apartado 3 se establecen las consecuencias de los incumplimientos de las obligaciones de ingreso por parte de los representantes indirectos. Cabe destacar que en las facturas de los representantes indirectos se compensan las obligaciones de pago con los derechos de cobro de las distintas instalaciones a las que representan, de manera que los impagos de los sujetos representados no tienen porqué suponer directamente impagos al sistema de liquidaciones. Por lo tanto, para que esta disposición resultase efectiva sería necesario incluir los incumplimientos de pago de los sujetos a los representantes indirectos. Se propone una nueva redacción para este apartado:

*«3. En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso **bien** por parte ~~de los representantes indirectos~~ de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones **a su representante indirecto, o bien directamente por parte de los representantes indirectos al sistema de liquidaciones,** esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto representado, aunque correspondan a distintas liquidaciones y aun cuando en el momento de llevar a cabo dicha compensación tuviera otro representante.*

*A estos efectos, el órgano encargado de realizar la liquidación tramitará un procedimiento, en el que se garantizará la audiencia al representante y al sujeto representado, en el que el plazo para dictar y notificar su resolución será de seis meses. **Desde el momento en el que se inicie este procedimiento se podrá suspender cautelarmente los derechos de cobro hasta que éste se resuelva.** No procederá la compensación en aquellos casos en que se acredite que el sujeto representado hubiera pagado al representante la cuantía correspondiente a la obligación de ingreso.».*

(27) Sobre la adaptación del sistema de retribución de energías renovables, cogeneración y residuos al calendario establecido para las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico. Nueva Disposición transitoria

La aplicación de lo previsto en este Real Decreto en lo relativo a la inclusión de la retribución de energías renovables, cogeneración y residuos, dentro del calendario establecido para las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico establecida en el artículo 18 del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico (actualmente en tramitación en las Cortes Generales), y por otro lado la intención de no asignar costes de unos ejercicios en otros (aunque fuera de manera transitoria hasta la realización de las liquidaciones definitivas, como se venía haciendo hasta el momento), plantea la siguiente problemática de cara a los cobros y pagos que se efectúen como consecuencia de la aplicación del régimen retributivo establecido en la propuesta de Real Decreto.

De la experiencia se sabe que las medidas remitidas por los encargados de lectura a la CNMC para la realización de liquidaciones, en los diferentes plazos establecidos normativamente, sufren variaciones importantes que conllevan correcciones de las cantidades de retribución devengadas. La medida definitiva no es conocida hasta pasados 10 meses de la producción (e incluso, conforme al art. 15 del Real Decreto 1110/2007, pueden sufrir una revisión posterior en el mes m+19). De igual forma las comprobaciones de niveles de producción umbral y mínimo, que la propuesta de Real Decreto contempla para las instalaciones pueden verse afectadas de este efecto. Así las cosas se devengarán derechos de cobro o reclamaciones de pago con posterioridad a la última liquidación provisional y a cuenta de las actividades reguladas del sector eléctrico (la denominada liquidación 14) del ejercicio al que son imputables.

En esos casos, si la liquidación fuera positiva, no se podría reclamar esa cantidad a los distribuidores, por no existir liquidación de actividades reguladas de ese ejercicio a la que asignar dicha cantidad lo que conllevaría retrasos en los pagos devengados. Idénticamente, en caso de que la liquidación fuese negativa, la cantidad permanecería en el órgano responsable de la liquidación, sin asignar hasta que se llevase a cabo la liquidación definitiva del ejercicio al que correspondan.

Esta situación que aparecerá en liquidaciones de los ejercicios de 2014 y sucesivos también se producirá en ejercicios pasados, en concreto para el ejercicio 2013. Las ya mencionadas reliquidaciones por motivo de las medidas de este ejercicio, o los procesos como las reliquidaciones transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, así como aquellas otras liquidaciones o reliquidaciones que se deriven de modificaciones o cancelaciones de inscripciones en el registro de régimen retributivo específico realizadas al amparo de la disposición transitoria primera.5 de la propuesta real decreto, podrán generar liquidaciones de importe positivo y principalmente negativo (en muchos casos, de importes elevados) que, con regla general, se realizarán con posterioridad a la última liquidación provisional y a cuenta de las actividades reguladas del sector eléctrico (la denominada liquidación 14).

En ese caso, si las reliquidaciones fueran netamente positivas, no se podrá hacer frente a los pagos derivados de ellas en el mes en curso, por no poderlas asignar a ninguna liquidación a cuenta del ejercicio 2013, y si son negativas las cantidades recaudadas por esos procesos deberán quedar en una cuenta del órgano encargado de la liquidación, en ambos casos hasta la liquidación definitiva del ejercicio (A este respecto la enmienda 497 a la disposición final primera del proyecto de Ley del Sector Eléctrico apunta la posibilidad de realizar una liquidación complementaria antes del 31 de diciembre de 2014).

Para liquidaciones correspondientes a primas del 2013, se considera necesario prever el incumplimiento normativo (incumplimiento de las fechas de liquidación y pago contemplados en la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía) que podría suponer

no hacer frente en el mes en curso, a pagos de liquidaciones positivas pendientes del ejercicio 2013 que se pudieran generar con posterioridad a la liquidación 14 de ese ejercicio que se realiza en el mes de marzo-abril de 2014.

Por todo lo anterior se propone la inclusión de una nueva disposición transitoria que prevea este posible retraso en los pagos. Para ello, se propone la siguiente redacción:

«Disposición transitoria decimosexta. Adaptación del sistema de retribución de energías renovables, cogeneración y residuos al calendario establecido para las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico.»

Como consecuencia de la adaptación del sistema de retribución de energías renovables, cogeneración y residuos, al calendario establecido para las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico establecida en el artículo 18 de la Ley del Sector Eléctrico, el pago de las posibles reliquidaciones que se deban realizar a partir del 1 de enero de 2014 sobre la energía generada en ejercicios anteriores a 2014, quedará supeditada a la disponibilidad de fondos del ejercicio 2013, o a la ejecución de las liquidaciones a cuenta, incluida la complementaria a la 14, y la liquidación de cierre, de las actividades y costes regulados establecidas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, correspondientes al ejercicio 2013.».

(28) Sobre la Disposición final sexta. Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En relación con la nueva redacción que se da al apartado 3 de la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 1110/2007, y con objeto de no incrementar los costes de la actividad de distribución, se debería acompañar la sustitución de los equipos de medida tipo 5 de generación a los Planes de sustitución de equipos de medida de consumo aprobados por las Comunidades Autónomas. Por ello se propone la siguiente redacción del último párrafo del punto Tres:

«Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 5 de generación, regulados en el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, deberán ser sustituidos por equipos con discriminación horaria e integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura de acuerdo con los Planes de sustitución de equipos de medida para consumo que tenga aprobados por las Comunidades Autónomas con anterioridad al 31 de diciembre de 2014.».

(29) Sobre el Anexo XIII. Conexión y acceso a la red.

Sobre el apartado 1: Plazo de resolución de los conflictos de acceso y conexión

En el apartado 1 del anexo XIII de la Propuesta de Real Decreto se indica que el plazo de la resolución de los conflictos de acceso y conexión es de tres meses. Este plazo no se ajusta a las prescripciones del artículo 37.11 de la Directiva 2009/72/CE, que, al respecto, prevé un plazo de dos meses prorrogable por otros dos meses⁶. En línea con esta previsión de la Directiva 2009/72/CE, el texto del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico remitido por la Comisión de Industria, Energía y Turismo del Senado el 3 de diciembre de 2013 recoge en su artículo 33.3 esta prescripción:

«La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución. El plazo para la resolución y notificación de este procedimiento será de dos meses, que podrá ampliarse a dos meses adicionales si se requiere información adicional a la solicitud, o si así lo manifiesta el solicitante. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.».

A este respecto, el apartado 1 del Anexo XIII de la Propuesta de Real Decreto podría corregirse del modo siguiente:

~~«...podrá solicitar al órgano competente la resolución de la discrepancia, que deberá dictarse y notificarse al interesado en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de la solicitud.~~

El plazo para la resolución y notificación de este procedimiento será de dos meses, que podrá ampliarse a dos meses adicionales si se requiere información adicional a la solicitud, o si así lo manifiesta el solicitante. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.».

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.

⁶ «Toda parte que desee reclamar contra un gestor de la red de transporte o distribución en relación con las obligaciones de dicho gestor con arreglo a la presente Directiva podrá presentarla reclamación ante la autoridad reguladora, quien, en su calidad de organismo competente en la resolución de conflictos, emitirá una decisión en los dos meses siguientes a la recepción de la reclamación. Este plazo podrá prorrogarse por dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional. También podrá prorrogarse con el consentimiento del reclamante. Dicha decisión tendrá efecto vinculante a menos que sea revocada a raíz de un recurso y hasta el momento en que lo sea.»

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 necesariamente 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 modificar la redacción del mencionado apartado como sigue:

*«2. Asimismo, deberán observarse los criterios siguientes en relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, ~~se tendrán en cuenta los siguientes criterios~~, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:
(...)*

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 del gestor de la red 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.»

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, esta Comisión 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 este criterio, 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 las instalaciones que integren dicha agrupación se tramiten en paralelo y sin que ninguna de ellas disponga de conexión firme.

La redacción dada en la Propuesta 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, si se tienen en cuenta las instalaciones ya conectadas en la red de distribución y si estas superan los 10 MW, el criterio podría introducir barreras adicionales al derecho de acceso a las redes. Así cualquier solicitud de acceso de una nueva instalación, por muy pequeña que sea su potencia, se consideraría 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.

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 agrupaciones 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 agrupación el conjunto de generadores existentes o previstos, o agrupaciones de éstos de acuerdo con la definición de agrupación recogida en el artículo 7, 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 7.»

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.»

V. Propuesta de mejoras de redacción y erratas

A continuación se proponen una serie de modificaciones relativas a mejoras en la redacción y corrección de errores identificados en el texto.

a) Artículo 3.

En este artículo, que define qué se entiende por potencia de las instalaciones, no se hace mención alguna a las *unidades* en que habría de expresarse dicha potencia, ni se especifica si dicha potencia es activa o aparente. Se ganaría en claridad —y se minimizarían posibles errores registrales— si esto se concretase, por ejemplo con la siguiente redacción:

*“La potencia instalada se corresponderá con la potencia **activa** máxima, **expresada en kW / expresada en MW con tres cifras decimales** que puede alcanzar una unidad de producción y vendrá determinada por...”*

b) Artículo 5.1

*“1. Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto y la empresa distribuidora correspondiente **o el gestor de la red de transporte** suscribirán un contrato por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos. ».*

c) Artículo 7.

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.

d) Artículo 14.

En relación con los criterios que deben cumplir las instalaciones para formar parte de un conjunto de instalaciones, se propone completar el primer criterio especificado para las instalaciones de los grupos b.1, b.2, b.3, b.6, b.7, b.8 y c) en coherencia con lo dispuesto en el artículo 7.

“- Categorías b) y c):

I. Para las instalaciones de los grupos b.1, b.2 y b.3, aquellas que cumplan todos los criterios enumerados a continuación:

*1. Que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea o transformador de evacuación común, **considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación**, o que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.*

(...)

III. Para las instalaciones de los grupos b.6, b7, b8 y c), aquellas que cumplan todos los criterios enumerados a continuación:

1. Que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea o transformador de evacuación común, **considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación**, o que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.».

e) Artículo 19.1

“1. Adicionalmente al régimen retributivo específico establecido en el artículo 11.6, conforme se dispone en el artículo 11.7~~8~~, cuando así se indique en la orden por la que se aprueban los parámetros retributivos, aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares para las que se cumpla la siguiente expresión, percibirán un incentivo a la inversión por reducción del coste de generación:».

f) Artículos 22.3 y 24.6

Se propone indicar expresamente que los “subperiodos” abarcarán meses naturales completos

“[22.]3. Para el cálculo de la retribución específica que le corresponde a una instalación en un periodo de tiempo determinado, cuando durante dicho periodo se produzcan modificaciones en los parámetros retributivos o en los datos de la instalación que afecten a la retribución específica de la misma, se procederá a dividir dicho periodo en subperiodos y a calcular la retribución específica para cada uno de ellos, ~~o~~obteniéndose la retribución específica que le corresponde a la instalación en el periodo como suma de la retribución de cada subperiodo. **Cada subperiodo comprenderá uno o varios meses naturales completos.**».
(...)

“[24.]6. En el caso de que durante el periodo analizado se produzcan modificaciones en los parámetros retributivos o en los datos de la instalación que afecten a la metodología de cálculo, se procederá a aplicarla de forma independiente en cada uno de los subperiodos en los que se debería dividir el periodo analizado, de forma que dichos valores se mantengan constantes en el subperiodo. **Cada subperiodo comprenderá uno o varios meses naturales completos.**»

g) Artículo 30.3

Se sugiere especificar que la renuncia por parte de las instalaciones al régimen retributivo específico implicará que estas percibirán, en lo sucesivo, el precio correspondiente a los mercados en los que participe en lugar del precio de mercado.

“3.

(...)

La renuncia presentada por los titulares de instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, implicará que estos percibirán en lo sucesivo el precio **correspondiente a la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación,** del

mercado, y que en ningún caso podrá otorgársele posteriormente ninguno de los conceptos retributivos previstos en el presente real decreto.».

h) Artículo 36

Se propone sustituir el término `infraestructuras 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 puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y modificación de las existentes, así como para la transmisión, cierre temporal y cierre definitivo de las mismas, **incluidas sus instalaciones de conexión**, en los siguientes casos:*

i) Instalaciones peninsulares, ~~incluyendo sus infraestructuras de evacuación~~, de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos.

ii) Instalaciones, ~~incluyendo sus infraestructuras de evacuación~~, que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma.(...).».

i) Disposición adicional tercera.

En esta disposición se hace referencia a una Disposición adicional decimocuarta de la Ley del sector eléctrico que no aparece en la versión disponible en la página web del Senado.

j) Disposición Adicional séptima.8.

*“8. Las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas previstas en ~~este artículo~~ **esta disposición** no ponen fin a la vía administrativa (...).».*

k) Disposición Adicional octava.4.

*“4. Las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas previstas en ~~este artículo~~ **esta disposición** no ponen fin a la vía administrativa (...).”*

l) Disposición Transitoria primera.2.b), 11.

*“b) Quedarán inscritas en estado de explotación aquellas instalaciones que en el momento de realizar la inscripción estén dadas de alta en el sistema de liquidación, sin perjuicio de lo previsto en las disposiciones adicionales **séptima y octava y novena**.”*
(...)

11. A las instalaciones que hayan sido inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación al amparo de lo previsto en esta disposición, no les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 47, 48 y 49 de este real decreto, aplicándose en su lugar lo regulado en las disposiciones adicionales ~~octava, novena y duodécimaséptima, octava y undécima~~. ».

m) Disposición transitoria tercera.

En el apartado 3 de la citada disposición se hace referencia al apartado 5 del artículo 23 cuando dicho artículo consta únicamente de 3 apartados. Según el texto especificado no queda claro a qué otro apartado o artículo puede referirse:

*“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 **5 (apartado correspondiente)** del artículo **23 (artículo correspondiente)** (...).».*

n) Disposición transitoria sexta.

*“1. Las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas y las instalaciones eólicas que se encuentren situadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a las que les sea de aplicación la obligación establecida en el apartado ~~e)~~**d** del artículo 7 del presente real decreto, están obligadas al cumplimiento de (...).».*

a) Anexo VI.4.a)

*“sm: Número de años del semiperiodo retributivo, toma valor 3 en virtud del artículo ~~32~~ **15**.».*

o) Anexo XIII. 1

“1.

(...)

*En el caso de no aceptación, por parte del titular, de la propuesta alternativa realizada por la empresa distribuidora **o el gestor de la red de transporte** ante una solicitud de punto de acceso y conexión, podrá solicitar al órgano competente la resolución de la discrepancia, que deberá dictarse y notificarse al interesado en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de la solicitud.».*

ANEXO I

El 28 de noviembre dicha propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. A la fecha de redacción de este informe se han recibido alegaciones de:

- Junta de Andalucía
- Principado de Asturias.
- Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (ANPIER).
- OMI-POLO Español (OMIE).
- Gobierno de Canarias.
- Green Peace España.
- Enel.Green Power España.
- Asociación de Representantes del Mercado Ibérico de Electricidad (ARMIE).
- Navarro Generación.
- Solucar Andalucía Fotovoltaica FV2.
- Acciona.
- Gamesa.
- Endesa.
- UNEF.
- Generalitat de Catalunya.
- Iberdrola Distribución Eléctrica.
- Zabalgarbi.
- REE como operador del sistema.
- Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA).
- Cobra Sistemas y Redes.
- Asociación de Empresas para el Desimpacto Ambiental de los Purines (ADAP).
- Federación Española de Industrias de la Alimentación y Bebidas (FIAB).
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN).
- Asociación Empresarial Eólica (AEE).
- EDP Renováveis.
- REE como gestor de la red de transporte.
- Unión por la biomasa.
- CIDE.
- GDF Suez.
- Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE).
- Junta de Castilla y León.
- Asociación Nacional de Empresas de Aceite de Orujo (ANEJO).
- Iberdrola Renovables.
- Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar).
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN).
- Aspapel.
- Sener Ingeniería y Sistemas.
- Gobierno de Aragón.
- Repsol Cogeneración
- Gobierno de la Región de Murcia
- Gobierno de la Comunidad de Madrid
- UNESA
- E.On
- Asociación Empresarial de Valorización de Residuos Sólidos Urbanos (AEVERSU)
- TIRME
- Gobierno de Navarra
- Asociación de empresas de Mantenimiento Integral y servicios energéticos (AMI)

ANEXO II. Comentarios recibidos de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad



COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

