



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 4/2004 SOBRE LA PROPUESTA DE
REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE
LA METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN Y
SISTEMATIZACIÓN DEL RÉGIMEN JURÍDICO Y
ECONÓMICO DE LA ACTIVIDAD DE
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
RÉGIMEN ESPECIAL**

22 de enero de 2004

**INFORME 4/2004 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE
SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN Y
SISTEMATIZACIÓN DEL RÉGIMEN JURÍDICO Y ECONÓMICO DE LA
ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN
ESPECIAL**

De conformidad con lo dispuesto en la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, funciones Segunda y Cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del 22 de enero de 2004 ha acordado emitir el siguiente:

INFORME

1. OBJETO

Informar la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, con entrada en la Comisión Nacional de Energía el 18 de Diciembre de 2003.

2. PROCEDIMIENTO

Con fecha 18 de Diciembre de 2003 la Secretaría de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa remitió a la CNE para informe preceptivo la propuesta de Real Decreto del objeto, junto a sus memorias justificativa y económica.

Con fecha 22 de diciembre de 2003, la CNE envió a su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta para comentarios. En el anexo I se incluyen los comentarios de los miembros de este Consejo recibidos por escrito.

Con fecha 12 de enero de 2004 el citado Consejo Consultivo de Electricidad celebró una sesión para el análisis de la propuesta de Real Decreto.

3. ANTECEDENTES

La Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece la producción de electricidad en régimen especial, con un régimen jurídico y económico diferenciado de la producción en régimen ordinario. El Real Decreto 2818/98, de 23 de diciembre, desarrolló esta Ley.

El Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, entre otros aspectos, introdujo mejoras en la regulación de los incentivos de acceso al mercado de los productores en régimen especial, así como las obligaciones de entrega del programa de cesión de energía para los productores que no participan en el mercado. El Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, desarrolló lo dispuesto en dicho Real Decreto Ley en lo referente al régimen especial.

4. CONSIDERACIÓN PREVIA

4.1. Sobre la situación actual de la normativa del régimen especial

La Ley del Sector Eléctrico, y sus desarrollos vigentes, establecen diferentes alternativas para el desarrollo de la actividad de producción de régimen especial, que va, desde un sistema de producción prácticamente regulado, como por ejemplo ocurre con las energías renovables que ceden su producción a cambio de un

“precio total a percibir”, pasando por un sistema intermedio, en el que la retribución está indexada al precio horario del mercado, hasta un sistema similar al liberalizado, en el que el productor vende su energía libremente al mercado organizado o a un comercializador, percibiendo además del precio negociado, una prima regulada.

La regulación de desarrollo de la Ley ha ido evolucionando, ofreciendo incentivos económicos y nuevas opciones para facilitar, por razones de eficiencia, la participación del régimen especial en el mercado. Hoy en día se ofertan en el mercado más de 1.000 MW de energía excedentaria al día, para todos los periodos de programación. Asimismo, se ha comenzado a diferenciar la energía comercializada por su carácter renovable.

No obstante lo anterior, la regulación vigente necesita ser completada o mejorada en determinados aspectos, entre los que destacan, la metodología de revisión cuatrienal de las primas (determinación del nivel retributivo de cada tecnología) o la eliminación de las barreras (o desincentivos económicos existentes) para la participación del régimen especial en el mercado.

4.2. Sobre la nueva regulación del régimen especial. Intervención de la CNE. Antecedentes del proyecto objeto de este informe

Con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 32 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre de 1998, en el que se establece que *“cada cuatro años se revisarán las primas fijadas en el presente capítulo de este Real Decreto, así como los valores establecidos para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994...”*, la Comisión Nacional de Energía inició a mediados del año 2002 los trabajos para la elaboración de una propuesta de metodología de revisión de las primas y precios del régimen especial. Dicho trabajo estuvo basado en un proceso de petición de información y consulta a un total de 20 entidades, entre las que se incluyó al IDAE, CIEMAT, Entes Regionales de Energía, Asociaciones de Productores de Régimen Especial, Ministerio de Medioambiente, Red Eléctrica de

España y UNESA. Asimismo, la CNE contrató una consultoría externa para que aportase información objetiva sobre los costes de generación de las tecnologías del régimen especial, basada en proyectos materializados.

La finalidad y objetivos perseguidos por la CNE con esta propuesta eran cubrir una de las carencias que presentaba la regulación en relación con la forma en la que se calculan las primas y precios aplicables a las diferentes tecnologías del régimen especial. Se consideraba necesario que el desarrollo normativo de la producción del régimen especial tenía que incorporar una metodología que reuniese las características propias de las actuaciones en las que hay una intervención del regulador en la fijación de precios, primas o incentivos, esto es, que sea una metodología transparente, objetiva, no discriminatoria, basada en la remuneración de las inversiones garantizando una rentabilidad adecuada de las mismas, que aportara la estabilidad y previsibilidad que el sector de las diferentes tecnologías venía reclamando, y todo ello, teniendo en cuenta que las decisiones que se adopten van a repercutir finalmente como un componente del coste del suministro eléctrico que se traslade a los consumidores.

La CNE, en el Informe 18/2002 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2003, aprobado por el Consejo de Administración el 20 de diciembre de 2002, puso de manifiesto al Ministerio de Economía que era necesario el desarrollo de una metodología de revisión de las primas del régimen especial, anunciando el contenido de los trabajos que se venían desarrollando en la CNE y adoptando el compromiso de presentar al Ministerio los resultados en un plazo de tres meses:

(Páginas 106 y 107 del informe 18/2002 de la CNE)

“Los comentarios que realiza la Comisión a esta propuesta de variación de primas, precios y tarifas son los siguientes:

Esta Comisión Nacional de Energía, a falta de una metodología de revisión de las primas del régimen especial, conforme a lo establecido en el Real Decreto

2818/1998, y en aras a que se garantice el cumplimiento del Plan de Fomento de Energías Renovables, aprobado por el Gobierno, así como los compromisos adquiridos en el marco del Protocolo de Kyoto, entiende que no sería conveniente una bajada de las primas del régimen especial, tal y como resulta de la propuesta sujeta a informe. En particular, debe mencionarse la bajada de las citadas primas que afecta al grupo b.2 referente a la energía eólica.

En aquellos casos concretos en los que la propuesta del Ministerio de Economía refleja subidas para determinados grupos, esta Comisión considera que, dado que, además su impacto global en la tarifa no es significativo, tales subidas debieran mantenerse. En cualquier caso y, como principio orientador y en línea con lo señalado en el párrafo anterior, la metodología que se proponga deberá establecer un sistema retributivo que garantice la viabilidad económica de este tipo de energías con carácter general y, en particular, de aquellas que, a fecha de hoy, han obtenido un menor desarrollo.

Debe ponerse de manifiesto que estas consideraciones vienen a acoger las alegaciones formuladas por la práctica unanimidad de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Por último, esta Comisión debe indicar que durante el presente año ha venido trabajando en los estudios previos relativos a la revisión de las primas, precios y tarifas, a partir de un proceso de información y de consulta. Con este fin, se han consultado un total de 20 entidades, entre las que se incluyen al IDAE, CIEMAT, Entes Regionales de Energía, Asociaciones de Productores en Régimen Especial, MMA, REE y UNESA. Se han recibido respuesta de la mayor parte de las consultas realizadas. Asimismo, la CNE contrató una consultoría externa que aportase información objetiva sobre los costes de generación de las tecnologías de Régimen Especial, basadas en proyectos materializados. De esta forma se viene obteniendo una información completa y actualizada, que contempla la inversión y los costes e ingresos de explotación

de las instalaciones existentes, y en su caso, también de posibles nuevas tecnologías dentro del régimen especial.

Con todo ello, esta Comisión está confeccionado una propuesta de metodología de revisión de primas y precios, con la finalidad de pudiera presentarse al Ministerio, en un plazo de tres meses.”

Con fecha 1 de abril de 2003, el Consejo de Administración de la CNE aprobó la “Propuesta de metodología de revisión de primas y precios del régimen especial”, que fue remitida al Ministerio de Economía. Dicha propuesta, cuyo contenido se describe en el siguiente apartado de este informe, además de aportar la citada metodología de revisión de primas, incluyó propuestas sobre determinadas mejoras de la regulación del régimen especial, tales como:

- La modificación de las fórmulas de actualización anual de primas y precios, para hacerlas coherentes con la metodología de revisión cuatrienal.
- La incorporación de nuevas tecnologías (pilas de combustible de pequeño tamaño dentro de la cogeneración; eólica marina, biogás a partir de purines y lodos, etc.).
- La adaptación de la regulación del control de tensión.

La citada propuesta de metodología elaborada por la CNE, no contenía ningún resultado numérico de las primas correspondientes a cada tecnología, dado que se consideró preferible que, en una etapa inicial, se analizaran los aspectos metodológicos de la propuesta, sin tener en cuenta los resultados numéricos obtenidos para que no influyeran en la valoración del trabajo propuesto. En una segunda etapa, en reuniones periódicas mantenidas entre representantes del Ministerio de Economía y de la CNE, se analizaron con detalle los resultados obtenidos por la CNE como fruto de la aplicación de la metodología propuesta a la cuantiosa información aportada por las distintas entidades, organismos, asociaciones y sujetos del sector.

4.3. Sobre la metodología propuesta por la CNE

La metodología del la CNE consiste en determinar, para cada tecnología tipo, un coste de producción reconocido, y a partir de él, calcular las nuevas primas y/o precios:

$$\text{Coste de producción reconocido} = A + B + C \quad (\text{c€/kWh})$$

$$\text{Prima} = \text{Coste de producción reconocido} - \text{precio de mercado}$$

$$\text{Precio total} = \text{Coste de producción reconocido}$$

El coste de producción reconocido se determina como suma de los tres parámetros siguientes:

1. El parámetro A es el coste de producción que se ha de considerar para que las inversiones realizadas alcancen una rentabilidad razonable, teniendo en cuenta las características de cada tecnología tipo. Se determina el ingreso necesario para que la inversión considerada en cada proyecto tipo obtenga una *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* similar a la de una actividad regulada. La información básica de cada tecnología tipo relativa a la inversión y a los costes e ingresos de explotación corresponden a los valores medios de las instalaciones puestas en marcha durante los cuatro años de vigencia de las primas. Las características medias técnicas y económicas consideradas en cada tecnología son:

- Horas de utilización.
- Rendimiento.
- Vida económica del proyecto y periodo de amortización de la inversión.
- Coste de inversión unitario, y en su caso, las subvenciones.
- Impuesto de sociedades y en su caso, la deducciones vigentes.

- Ayudas del Plan de Fomento y de las CC.AA.
- Costes de explotación: combustible, operación y mantenimiento, seguros, cánones (por el uso del terreno o de un caudal) y otros.
- Ingresos de explotación distintos de la venta de energía eléctrica al sistema: ventas de energía eléctrica por autoconsumo en la industria asociada, ventas de energía térmica a esa misma industria, ventas de subproductos (orujo, residuo seco, fertilizante, etc), cánones por la valorización energética o reducción de residuos, y en su caso, ingresos por derechos de emisión o por la venta de certificados verdes.

2. El parámetro B valora el beneficio¹ energético y ambiental de la instalación tipo, como un coste reconocido adicional que sumado al parámetro A incrementa la TIR del proyecto. Se determina para cada tecnología tipo a partir de la diferencia entre:

- La cantidad objetivo de potencia instalada establecida en la planificación (en el momento actual hay que referirse al *Documento de planificación de los sectores de electricidad y del gas natural 2002 2011*, aprobado por el Gobierno el 13 de septiembre de 2002).
- La cantidad tendencial de la potencia instalada actual, como correlación lineal de los valores anuales resultantes en el periodo anterior de cuatro años.

De la comparación podría resultar:

I. Que la correlación sea válida (coeficiente correlación > 0,9), y entonces:

- Si la cantidad tendencial es superior a la objetivo: $B = 0$.

¹ Adicional al posible ingreso de explotación por cánones, por venta de derechos de emisión, etc.

- Si la cantidad tendencial fuera igual o inferior a la cantidad objetivo, B es una retribución adicional determinada en proporción directa a dicha diferencia.

II. Que la correlación no sea válida, generalmente por el escaso desarrollo de la tecnología. Entonces B será el valor regulado necesario para obtener un incremento de la TIR de X puntos porcentuales.

3. El parámetro C, mide la incidencia de una tecnología en la gestión técnica del sistema. En este caso, el parámetro C se valora únicamente en los aspectos en los que no existe una remuneración explícita², como la capacidad de participar en el mercado elaborando un programa de cesión de excedentes y cumpliéndolo. El parámetro C se valora como un coste reconocido adicional, que sumado a los parámetros A y B, incrementa la TIR del proyecto. Dicho valor se considera igual a 0,3 c€/kWh de acuerdo con la diferencia de retribución que establece el Real Decreto Ley 6/2000 para las instalaciones de régimen especial que participan en el mercado, respecto de las que no lo hacen.

Por último, reiterar que la información empleada por la CNE en la determinación de los costes de producción reconocidos proviene de la propia información que mensualmente proporcionan las empresas distribuidoras, a efectos de liquidaciones, y de la información que proporcionaron para este fin un total de 20 entidades, a parte de un consultor contratado a estos efectos. Como se señala a continuación, parte de esta información figura en la memoria económica de la propuesta de Real Decreto. Asimismo, en las fichas técnicas del anexo II figura un resumen de la misma.

4.4. Sobre el proyecto objeto de este informe

La propuesta de Real Decreto objeto de este informe pretende, por un lado, unificar la regulación vigente y modificar el sistema actual de facturación de la energía

² El servicio de control de tensión y otros servicios complementarios se retribuyen externamente.

cedida por el régimen especial y, por otro lado, extender al régimen especial la estabilidad que ha aportado a los desarrollos reglamentarios de la Ley 54/1997 el Real Decreto 1432/2002 de metodología para la aprobación de la tarifa media o de referencia. Con ello, los titulares de régimen especial pueden opcionalmente:

- Ceder la energía a la red percibiendo una tarifa regulada indexada a la tarifa media, por lo que la estabilidad de su retribución está afectada únicamente por la incertidumbre regulatoria que pueda recaer sobre esta tarifa media.
- Participar en el mercado, asumiendo el riesgo del precio inherente al mismo, pero limitando las incertidumbres regulatorias de las primas e incentivos, que están referenciados asimismo a la tarifa media.

Vista esta descripción de la regulación vigente, sus actuales carencias, la propuesta realizada en su día por la CNE, y el nuevo objetivo de la propuesta de Real Decreto, de no solamente dotar de estabilidad y previsibilidad a la retribución del régimen especial, sino de integrarla dentro del esquema general de determinación de la tarifa media o de referencia para hacerla sostenible en el tiempo, en una valoración general, esta Comisión considera adecuada y oportuna la propuesta que se informa.

No obstante, en los apartados siguientes de este informe se va a analizar en detalle si la metodología desarrollada es conforme con los principios y objetivos que, desde el punto de vista de esta Comisión, deben respetarse en el desarrollo normativo de una metodología de cálculo de primas y precios del régimen especial, y que como se ha señalado anteriormente, persiguen garantizar la transparencia del proceso, la estabilidad y previsibilidad en la retribución del sector con una rentabilidad razonable, y todo ello teniendo en cuenta que los resultados de los costes finalmente deben trasladarse a los consumidores.

5. CONSIDERACIONES GENERALES

5.1 Sobre la trasposición de las Directivas de renovables y cogeneración

Uno de los objetivos de la propuesta de Real Decreto es unificar la normativa del régimen especial, por lo que se debería aprovechar la ocasión para trasponer las Directiva de renovables y la futura Directiva de cogeneración. No obstante, como esta última está aún pendiente del trámite de su aprobación final por el Consejo de la UE, se podría posponer su incorporación formal, tomando ya en cuenta con carácter preliminar algunos conceptos y definiciones de la misma.

Sin embargo, la propuesta de Real Decreto remitida para informe omite cualquier mención a las referidas directivas, tanto en su Exposición de Motivos como en su texto dispositivo. La Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad establece un plazo de trasposición que ya ha finalizado, y en la misma se contemplan determinadas materias que deberían ser recogidas en la propuesta de Real Decreto objeto de informe.

Por su parte, la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, ha sido aprobada por el Parlamento Europeo en segunda lectura, y está pendiente de la próxima aprobación final por el Consejo.

Entre los aspectos que se podrían considerar estaría la definición de cogeneración de alto rendimiento energético. No obstante, otra posibilidad mas prudente y razonable es posponer la incorporación formal de esta Directiva hasta su aprobación, y en ese contexto realizar una reflexión global de la regulación de la cogeneración, que podría llevar incluso a modificaciones normativas de rango legal. En esta reflexión se deberían analizar, entre otros, la conveniencia de extender el

sistema económico de la cogeneración más allá del décimo año desde la puesta en marcha, el concepto de autoconsumo eléctrico mínimo, la consideración de la cogeneración como producción distribuida y su aportación a la fiabilidad del sistema, su contribución a la reducción de las pérdidas de energía, entre otros.

En este sentido, los requerimientos de eficiencia energética que se contienen en el Anexo I de la propuesta de Real Decreto no han sido modificados con respecto a la regulación actualmente vigente, por lo que en su momento se deberán adaptar a la mencionada propuesta de Directiva. Esta Comisión considera que en la norma de incorporación a la legislación nacional de la citada Directiva, debería contemplarse un régimen transitorio que limitara la aplicación de los requerimientos de eficiencia energética anteriores a las instalaciones existentes que cuenten en ese momento al menos con la autorización administrativa.

Pero los aspectos mas importantes y urgentes, en relación a la trasposición de la Directiva de renovables, que serían extensivos a la futura Directiva de cogeneración, serían los relativos a la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, y en su caso, con tecnologías eficientes, y a las normas de conexión a la red de estas instalaciones de producción.

La propuesta de Real Decreto no incluye ninguna disposición relativa a la conexión a la red, tal como la que se recogía anteriormente en el artículo 20 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, que resulta derogado. Por ello, y a fin de contemplar esta materia regulada por el artículo 7 de la Directiva de renovables, se propone recoger nuevamente la redacción del referido artículo 20, o bien una propuesta alternativa de redacción, más extensa que incorpore los principios del Real Decreto 1955/2000. A estos efectos, esta Comisión enviará, próximamente, al Ministerio de Economía una propuesta de articulado.

Por otra parte, el artículo 5 de la Directiva de renovables obliga a los Estados a establecer un sistema de garantía de origen de la electricidad generada a partir de

fuentes de energía renovables, con arreglo a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, que contemplará la designación de uno o varios organismos competentes, independientes de las actividades de generación y distribución, encargados de supervisar la expedición de las garantías de origen.

En la práctica, existen sistemas de certificación del origen de la energía renovable en los que se emiten garantías de origen, como los expedidos por REE en el marco del sistema RECS, pero tales sistemas responden a acuerdos privados entre los operadores, carentes de cualquier apoyo en norma legal o reglamentaria, por lo que también desde el punto de vista regulatorio es aconsejable establecer este sistema.

La CNE, en el ejercicio de sus funciones de órgano regulador, en particular las funciones de liquidación de actividades y costes regulados, e inspección, debería asumir esta nueva función sin incurrir en costes adicionales apreciables. En la propuesta que próximamente se envíe por parte de esta Comisión al Ministerio de Economía, se incluirá también una propuesta de articulado que podría incluirse como un nuevo capítulo en el texto reglamentario que se informa. En el futuro, este sistema se extendería igualmente a la certificación de origen de la energía generada mediante cogeneración, una vez se apruebe y trasponga la correspondiente Directiva.

5.2 Sobre el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto

La caracterización de las instalaciones del apartado a) del artículo 2 de la propuesta de Real Decreto que puedan acogerse al régimen especial no es clara y merece una serie de comentarios.

Se reproduce en primer lugar, en el apartado a) del artículo 2 de la propuesta, la definición de autoprodutores que recoge con carácter general la Ley 54/1997, en su artículo 9.1 b) primer párrafo.

Sería más adecuado desde un punto de vista sistemático, en primer lugar reproducir, como hacía el artículo 2 del Real Decreto 2818/1998, la definición recogida en el artículo 27 de la Ley 54/1997, que contempla como instalaciones que pueden acogerse a dicho régimen especial, en su apartado a) a los *“autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético”*.

A continuación, cabría referirse a la definición de autoprodutor del artículo 9 de la Ley (recogiendo el nuevo párrafo incluido a través de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social), que incluye sus condiciones de autoconsumo, y además, la figura particular de cogeneración de alto rendimiento energético, para la que se establecen obligaciones de autoconsumo menores.

Por último, se recogen los grupos en los que se divide esta categoría, considerando que no pueden pertenecer al régimen especial cualquier autoprodutor, sino sólo aquellos que *“supongan un alto rendimiento energético”*.

En definitiva, todos los autoprodutores y cogeneradores del régimen especial serán de alto rendimiento energético, siendo diferentes sin embargo las obligaciones de autoconsumo dependiendo de que se trate o no de una instalación de cogeneración.

Por ello, sería necesario eliminar de la propuesta de Real Decreto el apartado a.1 pues ya los apartados a.2 (autoprodutores y energías residuales) y a.3 (cogeneración) recogen todas las posibles categorías de instalaciones de la categoría a) del artículo 27 de la Ley. Una vez eliminado el grupo a.1, se debería reclasificar el grupo a.3 como a.1, manteniéndose así la sistemática actual, y eliminando de esta manera posibles confusiones respecto a instalaciones del régimen anterior, y sin perjuicio de que ahora, este grupo pueda desdoblarse en

a.1.1 (cogeneración consumiendo gas natural) y en a.1.2. (cogeneración consumiendo otros combustibles).

Adicionalmente, debería someterse el grupo a.2. (energías residuales) a los requisitos de rendimiento energético señalados en el anexo, sin perjuicio de que su cumplimiento se producirá siempre, como consecuencia de la definición de energía residual.

En todo caso, si la diferenciación en tres grupos distintos responde al objetivo de desarrollar una forma de cogeneración de un rendimiento energético todavía más elevado, que justificara el reconocimiento de una prima más alta, ello debería haber sido establecido de forma expresa en la propuesta, regulándolo de manera adecuada, y exigiendo igualmente requisitos de rendimiento energético específicos más elevados.

Por último, con independencia de lo anterior, en línea con la propuesta de la CNE de 1 de abril de 2003, y además de la diferenciación de la cogeneración con gas natural y del biogás procedente de purines. La Comisión estima que se debería dar cabida en el régimen especial a las nuevas tecnologías limpias y eficientes, como son las pilas de combustible de pequeño tamaño (hasta 1 MW) y la microcogeneración, ambas dentro de la categoría a), estableciéndose una retribución más elevada para estas cogeneraciones de pequeña potencia, o a la energía eólica marina (para la que habría de establecerse una retribución superior a la de la eólica en tierra), y a la energía oceanotérmica y la de las corrientes marinas (con la remuneración del grupo b.3).

5.3 Sobre el nuevo mecanismo de retribución

5.3.1 Compatibilidad con el sistema retributivo de la Ley 54/1997

El Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, regula una retribución basada en el precio del mercado, más una prima, y adicionalmente un complemento por

energía reactiva. El precio del mercado aplicado es el precio medio visto desde el lado de la demanda, por lo que incorpora el precio marginal de la energía, la retribución de los servicios complementarios y el coste de la garantía de potencia.

Desde el punto de vista temporal, se aplican dos tipos de precios medios del mercado, uno de carácter horario para las instalaciones de potencia superior a 10 MW, y opcionalmente otros dos de carácter mensual (valle y resto) para las instalaciones de potencia no superior a 10 MW.

Alternativamente, las energías renovables pueden aplicar un “precio total a percibir”, que inicialmente se calculó como suma del precio medio previsto a largo plazo en el mercado más una prima, y que se revisa anualmente con la evolución del precio medio de la electricidad. Esta alternativa sería similar a la de tarifa regulada que se incluye en la propuesta de Real Decreto, sin que se hayan planteado hasta el momento problemas de legalidad, como tampoco se han planteado por la aplicación de los precios medios mensuales de las instalaciones de potencia inferior a 10 MW.

El nuevo modelo regulatorio y retributivo que introduce la propuesta de Real Decreto, mejora la transparencia del sistema del régimen especial, ya que lo separa claramente en dos modalidades de actividad:

- Actividad sin riesgo, en la que se garantiza una retribución estable, y además, para las energías renovables cumple con el precepto legal de que su retribución esté situada en la “*banda del 80 – 90% del precio medio de la electricidad*”.
- Actividad con riesgo, ya que aparte de la prima y del incentivo, el resto de la remuneración es completamente libre.

La legalidad de la primera modalidad (tarifa regulada), se justifica por las siguientes razones:

1. La tarifa regulada establece una remuneración que es siempre igual o superior al precio medio del mercado, por lo que en todos los casos, éste se remunera, pudiéndose considerar el resto como una prima (variable). No obstante lo anterior, al final de cada ejercicio, se debería comprobar que los precios medios anuales del mercado organizado han resultado inferiores o iguales a las tarifas reguladas previstas en la propuesta de Real Decreto, para que en su caso, se refacturen las instalaciones mediante una prima adicional. Además, la cogeneración acogida a tarifa regulada de potencia superior a 25 MW hasta que se cobren los CTC, y superior a 10 MW a partir de entonces, por Ley no puede percibir prima y han de percibir, por tanto, el 50% de la tarifa media o de referencia. De esta forma, al finalizar cada año, se debería realizar la comprobación anterior, para proceder a efectuar una refacturación en el caso de que su retribución a tarifa hubiera resultado superior al precio medio anual del mercado organizado.
2. La Ley 54/1997, y su desarrollo, el Real Decreto 2818/1998, han permitido y permiten, a efectos de los precios del mercado tanto la aplicación de valores horarios, como la de valores mensuales o incluso, la de valores multianuales.
3. Como en el precio final del mercado utilizado en la tarifa media o de referencia³ se incluye, entre otros, el complemento por garantía de potencia, los titulares que opten por la primera modalidad, implícitamente perciben también este complemento.

³ La tarifa media o de referencia contempla explícitamente y con carácter anual, la previsión del precio final del mercado, así como el sobrecoste de las primas equivalentes del régimen especial. En el precio del mercado se incluye la retribución de la garantía de potencia. Además, la tarifa media incluye las revisiones de años anteriores de la previsión de primas y de los precios medios del gas.

4. La aplicación a las instalaciones existentes del nuevo régimen de tarifa regulada, que contempla una disminución con los años, *no significa retroactividad*, pues constituye únicamente una fórmula de remuneración en función de los costes. Además, se ha de señalar que durante los cinco años de vigencia del Real Decreto 2818/1998 las instalaciones existentes han percibido una retribución que iguala o supera a la retribución que ahora se propone para los primeros años de vida útil. Por ejemplo, la eólica ha percibido durante estos cinco años una retribución superior al 90% del precio medio de la electricidad, que es lo que fija la propuesta para la primera fase de su vida económica. Lo mismo ocurre con otras instalaciones que recibieron anteriormente retribuciones superiores a las contenidas en la opción de tarifa regulada de la propuesta de Real Decreto. Por ello, se puede afirmar que la aplicación en estos momentos de una retribución decreciente con la vida económica no perjudica a las instalaciones existentes, pues estas instalaciones ya han recibido o están recibiendo una retribución igual o superior a la fijada en la propuesta para la primera parte de su vida económica.

En cualquier caso hay que tener en cuenta el principio de "confianza legítima" al que está sometido la Administración, y aunque no se pueda hablar de derechos adquiridos, se habrían de mantener las condiciones bajo las cuales se otorgó autorización a las instalaciones, principio que fue invocado por el Consejo de Estado en su dictamen sobre el Real Decreto 2366/1994, lo que debe hacer posible que las inversiones realizadas al amparo de los Reales Decretos 2366/1994 y 2818/1998 sean retribuidas de una manera razonable.

Por último, si en la redacción final del texto se estableciera para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 la obligación del cambio al nuevo régimen retributivo, la retribución reconocida sería la del nuevo sistema, empezando en el

año cero. En todo caso, se debería entender que el periodo de vida útil de la instalación y de retribución no se modifica.

La segunda modalidad también es compatible también con la Ley, ya que el productor en régimen especial percibe la prima, en su caso, el incentivo, además del precio marginal de la energía, el coste de los servicios complementarios que proporcione, entre los que se encuentra el control de tensión, y la retribución por garantía de potencia, que también le corresponda.

En este sentido, se ha de mejorar la redacción de la DA 1ª de la propuesta de Real Decreto para mantener la legalidad de la disposición y no discriminar a la energía eólica respecto a la retribución de la garantía de potencia, otorgándole la retribución que le corresponda, conforme a lo establecido en la Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que se desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, atendiendo, entre otros, a la potencia media limitada por la disponibilidad de materias primas.

Por otra parte, en este informe se propone extender el incentivo previsto en la propuesta de Real Decreto para la cogeneración a todas las instalaciones que participen en el mercado, como se justificará a continuación, con lo que se evita una potencial discriminación.

5.3.2 Incentivo económico de acceso voluntario al mercado

La propuesta de Real Decreto incentiva la participación del régimen especial en el mercado como principal mecanismo para aportar eficiencia al sistema en su conjunto. Con ello, a parte del incremento del número de participantes en el mercado y sus consecuencias en la competencia, la operación del sistema se beneficia al considerar que las instalaciones de régimen especial aportan su energía en mejores condiciones para la explotación del sistema en su conjunto.

En este sentido, se propone no discriminar el otorgamiento del incentivo entre las tecnologías que participan en el mercado. Si éste incentivo se otorga en la propuesta de Real Decreto a la cogeneración, se debería otorgar igualmente al resto de tecnologías. Además, la prima propuesta parece insuficiente, pues su diseño obedece a un complemento de la retribución del mercado, con lo que en el mejor de los casos, la remuneración se igualaría a la retribución a tarifa (al menos los primeros años).

El resultado de ello, como luego se verá, es que no existe un incentivo apreciable para la participación del régimen especial en el mercado. La CNE entiende que la prima, junto a la retribución del mercado, debe remunerar a las instalaciones para obtengan una rentabilidad razonable –parámetro A- y se alcancen los objetivos de planificación –parámetro B-, mientras que el incentivo, ha de constituir precisamente una remuneración adicional cuando el titular de una instalación eleva la cualificación de su energía dotándola de garantía a corto plazo y participa en el mercado. Esta actuación debe ser retribuida mediante el parámetro C, que constituye precisamente la remuneración diferencial frente la opción de la tarifa regulada.

En una primera aproximación el incentivo por participar en el mercado podría corresponder a 0,3 c€/kWh, según se establecía como retribución diferenciada en el mencionado Real Decreto Ley 6/2000, lo que es equivalente al 4% de la TMR. Sin embargo, al haberse diseñado las primas como complemento al precio del mercado desde el lado de la demanda (50% de la TMR), y no ser éste, sino inferior, el precio que percibe un productor cuando participa en el mercado⁴, se propone elevar el nivel del incentivo, al igual a como lo hace la propuesta de Real Decreto para la cogeneración, para complementar esta menor retribución y con el fin de que

⁴ Se cobra una garantía una garantía de potencia unitaria inferior a la que paran los consumidores (pues se debe remunerar toda la potencia disponible). Igualmente, la remuneración es menor si no se proporcionan servicios complementarios.

resulte verdaderamente un incentivo adicional a la tarifa regulada para participar en el mercado.

En el epígrafe siguiente se propone establecer un incentivo general del 10% de la TMR para las energías renovables, por su dificultad en la elaboración de un programa de producción y su cumplimiento.

Por su parte, la cogeneración tiene por ley las ayudas limitadas en el tiempo, lo que dificulta que pueda alcanzar una rentabilidad razonable en el sistema de tarifa. Sin embargo, esta limitación no se produce cuando la cogeneración participa en el mercado. En esta última situación, la cogeneración proporciona una energía de calidad, ya que aparte de ser vertida muy próxima al consumo, evitando así pérdidas de energía al sistema, su fiabilidad en el corto plazo es elevada, por ser capaz de cumplir los programas de cesión, sin perjuicio de sus peculiaridades industriales, y por constituir generación distribuida. Para retribuir esta energía de calidad se podría, o bien reconocer las pérdidas evitadas en las ventas al mercado, o bien, reconocer un incentivo adicional superior al que perciben el resto de las instalaciones en el mercado, en tanto no se revise la regulación general de la cogeneración con ocasión de la trasposición de la Directiva, cuando esta quede aprobada finalmente.

5.3.3 Rentabilidad esperada en términos de TIR

En este apartado se realiza primero, un análisis de la rentabilidad de las plantas tipo con la remuneración contenida en la propuesta de Real Decreto, para en su caso proponer modificaciones en dicha remuneración; segundo, una propuesta para linealizar las tarifas reguladas y de las primas, para tener en cuenta los efectos de las economías de escala de determinadas tecnologías; y tercero, una proyección del coste de las modificaciones propuestas por la CNE en el año 2010, en relación con la metodología de determinación de la tarifa media o de referencia.

1. Análisis de la rentabilidad de las plantas tipo con la remuneración contenida en la propuesta de Real Decreto,

La CNE ha realizado una estimación de la tasa interna de retorno (TIR) de los distintos proyectos tipo, correspondiente a sus flujos de caja libres y después de impuestos, derivados de los ingresos previstos en la propuesta.

En la valoración económica de la propuesta del Ministerio, se ha empleado la mencionada metodología de la CNE, para determinar el nivel retributivo de cada tecnología.

De acuerdo con la metodología, a las instalaciones a las que se le aplica una retribución regulada le corresponde un coste reconocido suma de los parámetros A (remuneración necesaria para la obtención de una rentabilidad adecuada) y B (remuneración adicional para alcanzar los objetivos de la planificación). Por su parte, a las instalaciones que participan en el mercado, les corresponde un coste reconocido suma de los parámetros anteriores, más el parámetro C (remuneración por la participación en el mercado y la elaboración de un programa de cesión de energía, y su cumplimiento).

Por lo tanto, los resultados para las instalaciones de la propuesta que perciban la retribución prevista en el artículo 22.1 a) (tarifa regulada) se han comparado, en términos de TIR, con la retribución resultante de los parámetros A+B de la Metodología de la CNE antes mencionada. Por su parte, para las instalaciones que participan en el mercado, se ha considerado una TIR correspondiente a la suma de los parámetros A+B+C, calculados por la CNE.

La CNE ha dispuesto, para la realización de los análisis de rentabilidad señalados, de información que estimamos completa, en razón de las actuaciones previas de recopilación de diversas informaciones reseñadas con anterioridad en este informe. También debe señalarse que, en estos últimos análisis, se han utilizado los

principios, criterios y fichas técnico-económicas empleadas en los estudios propios de la CNE.

Los repetidos análisis y resultados, en cuanto a la rentabilidad esperada en términos de TIR, así como las correspondientes fichas técnico-económicas de las plantas-tipo consideradas, se incluyen en los anexos II y III de este informe.

La CNE estima que, naturalmente, pueden realizarse análisis y consideraciones en materia de cálculo de rentabilidad, con datos, parámetros y criterios distintos de los utilizados en este informe, y con resultados diferentes. Por ello, considera que los repetidos análisis, realizados a efectos de este informe para el Ministerio de Economía, deben ser entregados a ese Departamento, sin que su publicidad general aporte mayores elementos positivos frente a los negativos, y a la confusión que pudiera derivarse de comparaciones con otros análisis igualmente posibles. A ello debe unirse la posible afectación que, la publicación de los repetidos estudios, pudieran tener en relación con la situación económica de las empresas reflejadas, directa o indirectamente, en ellos.

Lo que importa, especialmente, son los resultados finales de los estudios y análisis realizados, no únicamente de carácter cuantitativo, sino más bien, de carácter cualitativo en relación con el contenido del proyecto de Real Decreto, y que son los siguientes:

1. Las TIR de las energías renovables por aplicación de la tarifa regulada de la propuesta de Real Decreto resultan, en general, superiores entre 1 y 2 puntos a las TIR obtenidas de la metodología de la CNE. Sin embargo, la propuesta de Real Decreto no incentiva a las renovables a participar en el mercado, ya que las TIR de la tarifa regulada son superiores a las resultantes del mercado. En la Metodología de la CNE, la diferencia entre el precio a tarifa y el procedente del mercado corresponde en todos los casos al parámetro C (0,3 c€/kWh).

2. La cogeneración de mediano y pequeño tamaño (por la limitación temporal de las ayudas), los purines, lodos y los residuos industriales obtienen rentabilidades negativas en la propuesta de Real Decreto, no siendo este el caso de la cogeneración de mayor tamaño consumidora de gas natural.

En relación con los puntos anteriores, los problemas planteados, podrían ser solucionados con las medidas siguientes:

1. Extender el incentivo por participar en el mercado a todas las tecnologías, valorado en el 10% TMR para las renovables (por su dificultad de programación) y para los residuos y tratamiento de residuos; y el 10%, 15% y 30% TMR para la cogeneración (para completar sus limitadas ayudas en el tiempo, incentivando su participación en el mercado con energía distribuida, en tanto no se realice la reflexión general sobre la regulación de esta tecnología).
2. Incrementar la tarifa regulada y la prima de los purines y lodos, desdoblándolas. Para el resto de tecnologías no se propone incrementar esta tarifa regulada, ya que en el mercado obtienen suficiente rentabilidad.

Con las modificaciones que se proponen en relación con la extensión de los incentivos a todas las tecnologías y la elevación de la tarifa regulada y la prima de las plantas de tratamiento de purines y lodos, es posible cumplir los objetivos enumerados en la Exposición de Motivos de la propuesta de Real Decreto. No obstante lo anterior, se deben hacer dos precisiones finales:

- a) Una, ya apuntada en relación con la necesidad de revisar completamente el modelo regulatorio de la cogeneración, con ocasión de la trasposición de la Directiva, cuando ésta se apruebe.
- b) Otra, en relación con la promoción de la biomasa, que el sistema eléctrico promueve con la máxima retribución posible (exceptuando a la energía solar), pero que para el cumplimiento de los objetivos de la planificación precisa medidas complementarias que garanticen el suministro de biomasa a precio razonable en el

largo plazo. Pueden ser otras regulaciones relacionadas con otros aspectos a las que corresponde contribuir y aportar los resortes necesarios para el despegue de la biomasa.

2. Propuesta de linealización de las tarifas reguladas y de las primas de determinadas tecnologías

Para tener en cuenta las economías de escala que se producen en determinadas tecnologías como la cogeneración, los residuos y el tratamiento y reducción de residuos se propone utilizar una linealización o laminación de las tarifas reguladas y primas (no así del incentivo) en determinados rangos de potencia, en base a la expresión siguiente:

- Cogeneración entre 10 y 25 MW:

$$\text{Tarifa regulada o prima} = a - P * (a-b)/100$$

Siendo a, el valor del % de TMR correspondiente a las instalaciones de potencia ≤ 10 MW, el valor de b es el % TMR correspondiente a instalaciones de potencia mayor que 25 MW, y P, la potencia de la planta en MW.

- Residuos sólidos urbanos e industriales entre 25 y 50 MW:

$$\text{Tarifa regulada o prima} = a - P * (a-b)/100$$

Siendo a, el valor del % de TMR correspondiente a las instalaciones de potencia ≤ 25 MW, el valor de b es el % TMR correspondiente a instalaciones de potencia igual a 50 MW, y P, la potencia de la planta en MW.

- Tratamiento y reducción de residuos entre 15 y 25 MW:

$$\text{Tarifa regulada o prima} = a - P * (a-b)/100$$

Siendo a, el valor del % de TMR correspondiente a las instalaciones de potencia ≤ 15 MW, el valor de b es el % TMR correspondiente a instalaciones de potencia igual a 25 MW, y P, la potencia de la planta en MW.

3. Proyección del coste de las modificaciones propuestas por la CNE en el año 2010

El cuadro siguiente corresponde a la previsión del coste del régimen especial en el año 2010 que se incluye en el Anexo III de la propuesta de Real Decreto. En esta previsión no se consideran aparentemente las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos ni instalaciones de residuos industriales, ya que estas tecnologías no se incluyeron en el Documento de Planificación 2002-2010. No obstante, en sucesivas revisiones de dicho Documento sería aconsejable tenerlas en cuenta al fin de conocer la potencia objetivo de estas instalaciones. Para estas tecnologías, al no estar incluidas en la planificación, en la valoración realizada, no se ha considerado parámetro B, de acuerdo con la Metodología de la CNE.

Propuesta RD				
2010	MW	Energía		Coste
		GWh	% Tarifa	Millones€
Solar	180	270	230%	49
Eólica	11700	26.910	85%	1.794
Hidráulica	2160	5.400	90%	381
Biomasa	2240	15.680	90%	1.107
Residuos	210	1.470	70%	81
Cogeneración	6745	47.215	75%	2.777
	23.235	96.945		6.188

En el cuadro siguiente se reproduce la previsión anterior pero incluyendo las observaciones propuestas por la CNE, en el caso extremo de que en el año 2010 todas las instalaciones de régimen especial participen en el mercado. El coste del régimen especial, en este caso, sería un 2,5% superior al previsto en la tabla

anterior, ya que la CNE propone otorgar una retribución mayor a las instalaciones que participen en el mercado con el fin de incentivar su acceso. Sin embargo el coste total para el sistema se vería compensado al reducirse los servicios complementarios que se necesitarían para operar el sistema como consecuencia del funcionamiento de 23.235 MW de potencia instalada en régimen especial en 2010.

Propuesta RD incluyendo observaciones CNE Renovables y cogeneración a mercado			
2010	Energía GWh	% Tarifa	Coste Millones€
Solar	270	235%	50
Eólica	26.910	95%	2.005
Hidráulica	5.400	95%	402
Biomasa	15.680	90%	1.107
Residuos	1.470	80%	92
Cogeneración	47.215	73%	2.685
	96.945		6.340

Adicionalmente en el cuadro siguiente se evalúa el coste de una situación intermedia en la que se supone que las instalaciones existentes en 2004 que no participan en el mercado, mantienen el régimen de los RR.DD 2366/94 y 2818/98, mientras que las instalaciones nuevas participan en el mercado junto con las actualmente lo hacen. El sobrecoste de esta alternativa frente a la evaluada en la propuesta de Real Decreto es de un 1,8%.

Propuesta RD incluyendo observaciones CNE							
Nuevas instalaciones a mercado, antiguas manteniendo su régimen anterior							
	Energía GWh en 2010	Instalaciones existentes 2004 GWh	Coste instalaciones existentes con precios de 2004	Instalaciones nuevas GWh	%TMR instalaciones nuevas	Coste nuevas Millones€	Coste Total Millones€
2010							
Solar	270			270	235%	50	50
Eólica	26.910	13.410	918	13.500	95%	1.006	1.924
Hidráulica	5.400	3.950	278	1.450	95%	108	386
Biomasa	15.680	1.649	113	14.031	90%	990	1.103
Residuos	1.470	582	33	888	80%	56	88
Cogeneración a distribuidor	47.215	12.040	784			0	784
Cogeneración a mercado		8.250	434	26.925	73%	1.531	1.965
	96.945	39.880	2.561	57.065		3.740	6.301

5.3.. Revisión multianual de la remuneración de instalaciones existentes y nuevas.

Podría plantearse la necesidad de revisar cada cierto tiempo las tarifas y primas, entre otras razones, para asegurar el cumplimiento de los objetivos de la planificación, o verificar su compatibilidad con la metodología de determinación de la tarifa media o de referencia, o incluir nuevas tarifas y primas como consecuencia de la aparición de nuevas tecnologías, o adaptar tarifas o primas existentes como consecuencia del desarrollo de nuevos procesos de operación de las instalaciones que permitan, con cierta prudencia, el traslado al consumidor de una parte de las ganancias de eficiencia.

Asimismo, podría ser necesario la revisión multianual de las tarifas y primas como consecuencia de la percepción, en su caso, de derechos gratuitos otorgados en el Plan Nacional de Asignación, o por modificaciones apreciables en los precios medios del mercado (derivados del nuevo mecanismo de comercio de emisiones).

Se debería prever asimismo en la disposición que se informa, la revisión de las tarifas y primas con motivo de revisión multianual que las Directivas mencionadas anteriormente, que contemplan a partir de 2005 una evaluación de los sistemas de apoyo de los distintos países por parte de la Comisión de la UE, y como

consecuencia de ella, una posible propuesta de régimen económico de apoyo que habría que trasponer a la legislación española.

Por otra parte, en la propuesta de Real Decreto se debería establecer el ámbito de la revisión multianual, en sus facetas temporal y de ámbito de aplicación.

En el ámbito temporal, se propone que las revisiones entren en vigor a los seis meses siguientes al mes en el que se alcancen los objetivos de potencia instalada previstos en la propuesta de Real Decreto, según la información contenida en el registro administrativo. Asimismo, la primera revisión general entraría en vigor el 1 de enero del año 2008, y después, sucesivamente cada cuatro años. Además, en línea con el contenido de la propuesta de Real Decreto, se podrían realizar los cálculos de la revisión en el año 2006, para que queden establecidos con una antelación mínima de un año antes de su entrada en vigor, para que los promotores de nuevas instalaciones puedan conocer la retribución con suficiente antelación.

En el ámbito de aplicación, se podrían aplicar los resultados de las revisiones tanto a instalaciones existentes como a nuevas, desde la fecha de entrada en vigor de revisión correspondiente. No obstante, la revisión aplicable a las instalaciones existentes únicamente podría afectar a sus costes operativos, y en su caso, su retribución estará limitada a un 5% de los tomados para la determinación de la tarifas y primas vigentes. Por este motivo, se podrán establecer tarifas y primas diferenciadas en un mismo grupo y rango de potencia.

Se podría recoger en la propuesta de Real Decreto una habilitación a la CNE para la definición de instalaciones tipo y para el desarrollo del procedimiento de revisión de acuerdo con la metodología descrita, así como para recopilar información de inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo.

Por último, se entiende que con la propuesta de Real Decreto no se precisan revisiones anuales explícitas, ya que la retribución está indexada a la tarifa media o de referencia, que se revisa anualmente.

5.4. Sobre las disposiciones del mercado de electricidad

5.4.1 Incorporación de modificaciones que faciliten el acceso al mercado de las instalaciones de producción en régimen especial y no neutralicen los incentivos económicos establecidos

1. Ampliación y mejora de la definición de la figura legal de agente vendedor.

El artículo 17.2 del Real Decreto Ley 6/2000 estableció una nueva figura en el mercado de electricidad, como es la del agente vendedor de energía procedente de la cogeneración. Asimismo, la misma disposición establecía la necesidad de desarrollar propuestas para incentivar la participación en el mercado de todo el régimen especial. El Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, estableció incentivos para la participación de todo el régimen especial de potencia superior a 1 MW en el mercado y amplió la figura del agente vendedor, extendiéndolo su capacidad de representación a la venta de energía de cualquier instalación de régimen especial, aunque limitando su carácter al de agente de mercado (productor, autoproducer o comercializador).

En la propuesta de Real Decreto, que deroga el referido Real Decreto 841/2002, se omite cualquier referencia al agente vendedor, sustituyéndolo por la figura del representante.

Por otra parte, en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, se

establece en su artículo 7.3 que *“las ofertas de cualquier agente podrán ser presentadas por quienes ostenten la representación de titulares”*.

Entiende esta Comisión que la propuesta de Real Decreto que se informa debería seguir profundizando en la figura del agente vendedor legalmente establecida a efectos de las instalaciones de régimen especial, para ampliarlo con el régimen de representación establecido en el Real Decreto 2019/1997, a efectos de estas instalaciones. La redacción de la propuesta de Real Decreto va en este mismo sentido, aunque a juicio de la Comisión esta figura debería emanar del agente vendedor, en lugar de la figura del representante. Por ello, se propone una mejora en la redacción de la propuesta para mantener el régimen de autorización del agente vendedor del Real Decreto 841/2002, pero evitando someter a dicho agente a las obligaciones para acceder al mercado que establece el Real Decreto 2019/1997, ya que éstas obligaciones han de recaer sólo en los titulares de las instalaciones de producción.

Adicionalmente, la CNE considera que no debería propiciarse la acumulación de ofertas de productores en régimen especial con ofertas de otros agentes del mercado que tienen en él una elevada participación, con el fin de evitar repercusiones perjudiciales en cuanto al fomento de la libre competencia en mercado de producción. A estos efectos, se debería limitar la capacidad de representación del agente vendedor cuando estos correspondan a operadores principales, que sólo venderían en el mercado la energía de las instalaciones de régimen especial de las que son titulares. En la propuesta concreta de modificación del articulado que próximamente enviará esta Comisión al Ministerio de Economía, se incluirá el desarrollo de estos aspectos.

2. Complemento por energía reactiva

Se propone en primer lugar, habilitar al régimen especial acogido al régimen de mercado de la posibilidad de optar por la aplicación económica del

complemento por energía reactiva que se incluye en la propuesta de Real Decreto, o alternativamente, por participar en el procedimiento de operación PO 7.4. Cuando se realice una revisión general del servicio complementario de control de tensión se podrán adaptar los coeficientes que ahora se regulan.

En segundo lugar se propone mejorar del complemento incluido en la propuesta de Real Decreto para limitar la absorción de reactiva en periodo punta y la aportación de la misma en periodo de valle. Asimismo, se propone, a estos efectos, definir claramente los periodos de punta, llano y valle.

3. Gestión separada de las instalaciones de régimen ordinario y de régimen especial

La propuesta de la CNE se centra en introducir una limitación para que las sociedades con instalaciones de producción en régimen ordinario no puedan representar en el mercado a productores en régimen especial, sin perjuicio de que ambos colectivos puedan ubicarse dentro del mismo grupo de empresas, con las limitaciones que, en cuanto a la separación de propiedad, se establecen en la legislación vigente

4. Modificación de Reglas del Mercado y Procedimientos de Operación para dar cabida de forma no discriminatoria a las instalaciones de régimen especial, en los siguientes aspectos:

- Zona de regulación. Se debe eliminar el pago de la banda de regulación secundaria cuando el régimen especial participa en el mercado no formando parte de una zona de regulación. Este pago no se realiza cuando estas instalaciones se acogen a tarifa regulada, lo que desincentiva su participación en el mercado. En la propuesta de modificación del articulado que próximamente enviará esta Comisión al Ministerio, se incluirá una Disposición Transitoria, a la espera de la revisión general de la regulación de este servicio.

- Gestión de restricciones técnicas. Se debería aprovechar el Real Decreto para mejorar el mecanismo de restricciones, en la línea en la que ya fuera propuesta por la CNE, valorando como una posibilidad el derecho del régimen especial a ser retirado en último lugar en el caso de restricciones técnicas. Si además, una instalación precisa ser programada por restricciones percibiría la remuneración de este servicio más el incentivo y la prima. No obstante, esta prima debería reducirse en la cantidad en que la remuneración del servicio supera el 70% de la TMR.

- En la propuesta de Real Decreto se debería establecer con claridad, al igual a como lo hiciera el Real Decreto 841/2002, que el régimen especial que opta por el mercado podrá participar en los servicios complementarios en igualdad de condiciones que el régimen ordinario.

- Garantía de potencia. Se valora positivamente el tratamiento que se otorga a la garantía de potencia en la propuesta, cuantificando la garantía que aporta el régimen especial mediante la regulación aplicable con carácter general. No obstante, como ya se ha señalado anteriormente, se propone mejorar la redacción para señalar que este concepto está incluido en la tarifa regulada, y que las instalaciones que participan en el mercado lo cobran de acuerdo con su potencia disponible. En particular, se propone que una vez aprobado el Real Decreto se defina urgentemente, entre otros, una potencia media limitada por la disponibilidad de materias primas para cada tipo de tecnología de régimen especial conforme a lo establecido en la Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que se desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

5.4.2. Modificación de la regulación relativa a los programas de cesión

La propuesta de Real Decreto mejora la regulación relativa a los programas de cesión de energía de la producción en régimen especial acogida a la tarifa regulada, con lo que se trata de reducir en lo posible el coste de sus desvíos y su afectación al distribuidor. Esta regulación avanza en el sentido adecuado, aunque debe armonizarse y complementarse con alguna modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

La propuesta de Real Decreto extiende la obligación de la elaboración de un programa de cesión de energía a todas las instalaciones de régimen especial acogidas a tarifa regulada a partir de una determinada potencia (10 MW). Unas instalaciones a título “informativo” y otras a título “obligatorio”. No obstante, la CNE considera que debería mejorarse el texto de la propuesta para señalar que la obligación de presentar programa es para todas las instalaciones de potencia superior a 10 MW, sin perjuicio de que el coste de los desvíos se repercuta solamente a algunas de ellas.

El artículo 18.3 del Real Decreto Ley 6/2000 ya lo contempló para determinadas instalaciones y habilitó al Gobierno para extender estos requerimientos al régimen especial. El propio artículo 30.1 b) de la Ley 54/97 prevé que los productores en régimen especial cumplan las normas técnicas y de gestión del sistema (entre ellas se contempla con carácter general la elaboración de programas).

Por su parte, la propia propuesta refuerza el incentivo económico para el acceso al mercado del régimen especial, con lo que las instalaciones que participen en el mercado deben realizar programas.

Ambas medidas suponen un avance en el sentido de lo regulado en el Real Decreto 841/2002 de desarrollo del Real Decreto Ley 6/2002, ya que se considera que la elaboración de un programa y su cumplimiento supone obtener una energía

con garantía en el corto plazo, lo que hace más eficiente el sistema en su conjunto. Sin embargo, esta Comisión entiende que, por el tamaño y la especificidad de las distintas tecnologías de régimen especial acogida a tarifa regulada, la regulación que se establezca sobre la elaboración de programas debe ser progresiva y prudente. En este sentido, la CNE propone:

- Definir un periodo transitorio para que los titulares de las instalaciones de régimen especial puedan implantar y desarrollar los mecanismos de previsión, y para que la Administración promulgue una norma técnica que permita el intercambio de información entre productores y distribuidores. Se propone que la obligatoriedad de proporcionar programa entre en vigor el día 1 de enero de 2005.
- Que se permita la presentación de programas conjuntos de diversas instalaciones de la misma categoría de régimen especial pertenecientes al mismo titular, siempre que estén conectadas a la red de un mismo distribuidor, y que se evalúe el cumplimiento de la totalidad de la energía programada. Los costes de los desvíos se han de repercutir solidariamente entre la energía vertida por este conjunto de instalaciones.
- Que se permita el envío al distribuidor de la corrección del programa de cesión, como mínimo una hora antes de cada mercado intradiario.
- Que se impute el coste del desvío a las instalaciones de régimen especial acogidas a tarifa regulada de potencia superior a 10 MW, cuando éste supere una cierta tolerancia definida por tecnología (5% en general, salvo un 20% para las energías eólica y solar). En las horas de un mes en que se supera esta tolerancia, se calculará el coste del desvío multiplicando el precio unitario por el exceso de energía cedida respecto a la tolerancia.
- En caso de incumplimiento de la entrega del programa al distribuidor en el plazo y forma establecida, se considerará que la previsión de cesión de

energía en todos los periodos de programación es cero, y así se considerará en la elaboración de la factura correspondiente a las instalaciones en las que se les ha de repercutir el coste del desvío, cuando supera una cierta tolerancia.

- El coste de los desvíos inferiores a esas tolerancias y los del resto de instalaciones de régimen especial serán publicados con carácter anual, por tecnologías por el operador del mercado, en función de las ofertas formuladas por los distribuidores y las medidas reales de la energía cedida por estas instalaciones que le proporcione los distribuidores.

Por último, se propone una modificación en el Real Decreto 2019/1997. Los distribuidores, como consecuencia de la regulación establecida en el Real Decreto 2019/1997 deben realizar ofertas de adquisición de energía en el mercado diario, en cada periodo de programación, por la diferencia entre su demanda bruta a tarifa y la energía aportada por el régimen especial. En los últimos años, con el incremento de la elegibilidad, la energía que deben adquirir los distribuidores para suministrar a sus clientes a tarifa es cada vez menor. Simétricamente, la producción de energía en régimen especial es cada vez mayor. Esto hace que en determinadas situaciones la oferta de adquisición de energía sea negativa, no permitiendo la regulación actual resolver esta situación en el mercado diario, sino en el intradiario, con el consiguiente perjuicio para el distribuidor, en cuanto a la obligatoriedad de la venta de la energía a un precio distinto del mercado por el mercado diario. Esta situación podrá ser más frecuente en el futuro.

Para evitar esta situación, que puede calificarse de discriminatoria, la CNE reitera nuevamente en este informe la necesidad de modificar el Real Decreto 2019/1997 para que los distribuidores puedan formular sus actuales ofertas netas de adquisición de energía en el mercado diario para suministrar a clientes a tarifa, separadamente en dos ofertas: a) Una oferta de adquisición por su demanda bruta a tarifa, y b) Una oferta de venta, por la previsión de energía que ha de cederle el

régimen especial acogido a la tarifa regulada (que el operador del mercado la ha de liquidar únicamente en la componente de coste marginal de la energía).

Por su parte, el sistema de liquidación de actividades y costes regulados debería operar como sigue respecto a los distribuidores:

- a) En lo que se refiere a la compra de energía en el mercado para suministrar a clientes a tarifa, reconociendo el coste medio de las adquisiciones del conjunto de los distribuidores.
- b) En lo que se refiere a venta en el mercado de la energía procedente de instalaciones acogidas a tarifa regulada de potencia superior a 10 MW, reconociendo la diferencia entre el coste de la adquisición real de energía a estos productores menos el ingreso también real por la venta de esta energía en el mercado (que incorpora el coste de los desvíos calculados por el operador del mercado).
- c) En lo que se refiere a venta en el mercado de la energía procedente de instalaciones acogidas a tarifa regulada de potencia igual o inferior a 10 MW, reconociendo la diferencia entre el coste de la adquisición real de energía a estos productores menos el ingreso por la venta de esta energía en el mercado (considerando el ingreso medio para todos los distribuidores por la venta de energía de este tipo de instalaciones en el mercado).
- d) En lo que se refiere al pago de los incentivos, primas y complementos al régimen especial que participa en el mercado, el sistema de liquidaciones de actividades reguladas debe reconocer a los distribuidores este coste real.

5.5. Sobre las consideraciones procedimentales

5.5.1 Acreditación de los requisitos para la aplicación del régimen económico

Para la aplicación del régimen económico de la propuesta de Real Decreto es fundamental la acreditación del momento de su “puesta en marcha”, es decir el inicio de la vida económica de las instalaciones. En este sentido, la CNE considera necesario aclarar en la propuesta de Real Decreto el concepto de “puesta en marcha”, si éste es asimilable a la fecha del acta definitiva de puesta en marcha y qué ocurre para los casos en que no exista tal documento.

En el marco de la colaboración entre las Administraciones Públicas a las que se refiere el artículo 4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, la CNE entiende que sería conveniente la existencia de un documento estándar, emitido con carácter general por las CC.AA. para su remisión a la CNE, en el que inequívocamente se acredite la fecha de “puesta en marcha” a efectos de la aplicación del régimen económico de la propuesta de Real Decreto, tanto para instalaciones nuevas, como para existentes que voluntariamente se acojan a él. Con ello se aportará transparencia al procedimiento de liquidación que desarrolla este Organismo. Es necesario por tanto, establecer en la propuesta de Real Decreto un nuevo Anexo conteniendo dicho documento estándar.

El criterio para determinar la fecha de “puesta en marcha” de una instalación existente de producción en régimen especial a efectos de la aplicación del régimen económico, podría ser la fecha más antigua entre las siguientes: a) la que figure en el acta definitiva de puesta en marcha, b) la de la inscripción definitiva en el registro autonómico, o c) la fecha de la primera factura con régimen económico completo establecido en los Reales Decretos 2818/1998 o 2366/1994, o en la DA2ª de este último. En todo caso, en las instalaciones nuevas la fecha de “puesta en marcha” no podrá ser nunca anterior a la fecha de inscripción definitiva en el registro autonómico.

Por otra parte, para facilitar la aplicación del régimen económico propuesto por el Real Decreto, es preciso una ágil y completa actualización mensual del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial establecido en

el artículo 31 de la Ley 54/1997, donde figure la fecha de la “puesta en marcha”. De acuerdo con la experiencia obtenida en materia de inscripción en el Registro Administrativo, han aflorado en la práctica problemas de coordinación entre las Comunidades Autónomas competentes para la autorización e inclusión de la instalación en el régimen económico, la aplicación del régimen de inscripción en el Registro estatal, y a su vez, el efectivo y coordinado ejercicio de las funciones de liquidación que corresponden a la CNE.

Por ello, sería conveniente atribuir a la CNE la llevanza y gestión del referido Registro, mediante la correspondiente encomienda de gestión de una competencia atribuida al Ministerio de Economía, con arreglo a lo establecido en el artículo 15 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, atendiendo a que la CNE es el encargado y responsable de aplicar de manera correcta en sus liquidaciones el régimen económico que corresponda, con lo que se consigue una mejor coordinación atribuyendo al mismo organismo que liquida la llevanza del propio Registro.

Por último, también es preciso que se defina y se tipifique lo que se considera modificación sustancial de una instalación preexistente, que daría lugar a un nuevo inicio de la vida económica a efectos retributivos. En este sentido, las sustituciones de los equipos principales como las calderas, motores, turbinas hidráulicas, eólicas o de gas, alternadores y transformadores, podría considerarse modificación sustancial, siempre que se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50% de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición.

5.5.2. Adaptación de las instalaciones existentes

Esta Comisión propone que la aplicación del régimen económico contenido en el nuevo Real Decreto para instalaciones nuevas, y opcionalmente existentes, se produzca desde el primer día del mes siguiente al de su entrada en vigor. Sin

embargo, como ya se ha señalado, la obligación contenida en la propuesta de Real Decreto de proporcionar programa de cesión y de aplicar, en su caso sus consecuencias económicas, debería entrar en vigor el 1 de enero de 2005.

Otra alternativa de las instalaciones existentes sería permanecer transitoriamente el Real Decreto 2818/1998, al igual a lo que ocurre con el colectivo de instalaciones que aún permanecen en el Real Decreto 2366/1994, o en su DA 2ª.

En cuanto a si el régimen transitorio del Proyecto de Real Decreto vulneraría el principio de irretroactividad de la normas restrictivas de derechos, debe señalarse que el derecho transitorio, se podría definir como aquél que determina las normas por las que han de regirse situaciones o relaciones jurídicas que han nacido durante la vigencia de una norma anterior.

Lógicamente, ello no implica que las situaciones o relaciones jurídicas nacidas durante la vigencia de una norma anterior deban regirse necesariamente por las mismas normas anteriores, sin que la nueva normativa pueda afectarla en cuanto a los efectos futuros derivados de dichas situaciones o relaciones jurídicas. De hecho son múltiples los casos en nuestro Ordenamiento Jurídico en donde Disposiciones transitorias modifican el régimen jurídico anterior en lo que a sus efectos futuros se refiere, pudiendo citar, entre otras, la legislación de aguas y la legislación de arrendamientos urbanos.

Así la Sentencia del Tribunal Constitucional de 29 de noviembre de 1988 (RTC 1988/227) señala que *“No hay retroactividad cuando una Ley regula de manera diferente y pro futuro situaciones jurídicas creadas con anterioridad a su entrada en vigor y cuyos efectos no se han consumado, pues, como este Tribunal ha declarado en anteriores ocasiones -SSTC 42/1986, de 10 de abril (RTC 1986\42) y 99/1987, de 11 de junio-, que una norma es retroactiva, a los efectos del art. 9.3 de la Constitución, cuando incide sobre «relaciones consagradas» y «afecta a situaciones agotadas» y «lo que se prohíbe en el art. 9.3 es la retroactividad entendida como incidencia de la nueva Ley en los efectos jurídicos ya producidos*

de situaciones anteriores, de suerte que la incidencia en los derechos, en cuanto a su proyección hacia el futuro, no pertenece al campo estricto de la irretroactividad”.

Asimismo Sentencia del Tribunal Constitucional de 24 de mayo de 1990 (RTC 199097) indica que *“Como recuerda la STC 70/1988 la prohibición constitucional de retroactividad sólo es aplicable a los derechos consolidados, asumidos e integrados en el patrimonio del sujeto, y no a los pendientes, futuros, condicionados ni a las expectativas”.*

Las instalaciones de producción incluidas en el régimen especial tienen derecho a la percepción de una determinada retribución por la energía vendida, pero lógicamente sólo tienen el derecho adquirido a percibir dicha retribución respecto a la energía ya vendida, pero no respecto a la energía que prevean vender en el futuro, que únicamente constituye una expectativa.

La Disposición Transitoria Segunda del Proyecto de Real Decreto no vulnera, por tanto, el principio de irretroactividad de las normas restrictivas de derechos, sin que pueda considerarse que por tratarse de una disposición transitoria no puede modificar *“pro futuro”* el régimen previsto en el Real Decreto 2818/98, sin afectar a ningún derecho adquirido.

Tampoco, puede considerarse que se está vulnerando el principio de irretroactividad de las normas restrictivas por el hecho de que a efectos de calcular la retribución correspondiente a cada instalación se tenga en cuenta la antigüedad de la misma (artículos 34.1,34.2, 35.1, 36.2, 37.1 y 37.2, todos del Proyecto de Real Decreto), pues se trata simplemente de una regla de cálculo, que además de ser razonable, únicamente se tiene en cuenta para fijar la retribución futura, esto es, por la energía que se venda en el futuro, no respecto a la ya vendida al amparo de otra normativa.

No obstante deben tenerse en cuenta las consideraciones hechas por el Consejo de Estado en el Dictamen 1931/94 en relación con el Real Decreto 2366/94, en relación con el principio de confianza legítima.

En este sentido el Consejo de Estado señaló que *“Sólo hay un extremo sobre el que conviene llamar la atención, que es el de las instalaciones actualmente autorizadas, las cuales aunque no puedan alegar un derecho adquirido a que se les aplique un régimen determinado de retribución, realizaron cuantiosas inversiones fundándose en la “confianza legítima” de que la Administración mantendría las condiciones bajo las cuales se les otorgó la autorización”*. Por esta razón, se propone modificar la DT2ª de la propuesta de Real Decreto, para que ésta se ajuste verdaderamente al Real Decreto 2818/1998. Asimismo, se propone extender el periodo transitorio de dicha DT 2ª a todas las instalaciones existentes acogidas al Real Decreto 2818/1998 a la entrada en vigor del Real Decreto que se propone, con una duración que alcance hasta el año 2010, conforme al Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

De esta forma, además, se respetan suficientemente los derechos de las instalaciones de cogeneración que consumen otros combustibles distintos al gas natural, que en la propuesta de Real Decreto ven diferenciada su retribución respecto a las instalaciones que consumen este combustible.

Asimismo, conforme a la DT 8ª 2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se debe mantener en su integridad el régimen económico de las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994 y a su DA 2ª.

No obstante lo anterior, esta Comisión considera conveniente que la obligación de proporcionar programa se extienda a todas las tecnologías del régimen especial, a título informativo, con el mantenimiento, en todo caso, del régimen económico que le sea aplicable.

6. CONSIDERACIONES PARTICULARES AL ARTICULADO

La Comisión Nacional de Energía enviará próximamente al Ministerio de Economía, una propuesta de revisión del articulado que contenga los comentarios señalados anteriormente, las consideraciones que se formulan más abajo en este epígrafe y otras de menor importancia y de carácter formal. A continuación, se incluyen las consideraciones particulares más relevantes.

- Incluir la definición de residuo y la definición de lodo, propuesto por la CNE en su informe de 1 de abril de 2003.
- Modificar el límite de consumo de gas natural de la solar termoeléctrica hasta el 30 por ciento de la producción de electricidad y extenderlo a cualquier combustible, lo que es equivalente a un máximo de un 10 por ciento en términos de energía primaria, como lo establecido actualmente para la biomasa.
- Incluir la expresión “combustible principal” en relación con la biomasa procedentes de instalaciones del sector agrícola y forestal.
- Mantener el límite del combustible principal al 90% de la energía primaria de la categoría b), ya que no constituye una ventaja neta reducirlo hasta el 70%, porque precisa de una inversión adicional, y así, es difícil justificar el origen de toda la producción eléctrica como renovable.
- Necesidad de redefinir los precios fijos y las primas en determinadas tecnologías según su tamaño (cogeneración, residuos y tratamiento de residuos) ya que las economías de escala están establecidas en la Ley (separación por potencia y nivel de tensión) y en el sistema actual del Real Decreto 2818/1998 (formulas que linealizan las primas).

- Incrementar la potencia límite del primer tramo de retribución de las instalaciones fotovoltaicas desde 30 kW hasta 100 kW, en línea con la propuesta de la CNE de 1 de abril de 2003. Asimismo, mejorar la definición de la potencia de las instalaciones fotovoltaicas, sustituyendo la palabra “inversor”, por el concepto “línea de evacuación”.
- Eliminar la referencia a la misma concesión hidráulica a efectos de determinar la potencia de una central hidráulica.
- Necesidad de contrato con la empresa distribuidora, en ambos tipos de sistemas de remuneración. Incorporar adicionalmente el contrato con el transportista cuando la instalación esté conectada a la red de transporte. Apuntar la necesidad de que se desarrolle inmediatamente de aprobado el Real Decreto la norma que contenga las características técnicas y económicas del contrato tipo. En este sentido, en la redacción final se debería incluir formalmente el encargo a la Comisión Nacional de Energía para la elaboración de una propuesta, a remitir al Ministerio de Economía.
- Redefinir los precios y primas en términos de c€/kWh (y no en €/MWh como se incluye en la propuesta), de manera coherente con el Real Decreto de metodología de tarifas.
- En periodo de pruebas, remunerar con un precio que corresponda al 50% de la tarifa anual de referencia, y añadir que el plazo de 3 meses se ampliaría por la autoridad competente si la causa del retraso es ajena al promotor.
- No discriminar por tecnologías el precio unitario de los desvíos o la tarifa base para la aplicación del complemento por energía reactiva. Establecer una referencia homogénea en todos los casos:
 - i. Precio unitario de los desvíos: 10% de la tarifa media o de referencia

ii. Tarifa base para aplicación del complemento por reactiva: tarifa media o de referencia.

- Se debería suprimir en el Artículo 39 de la propuesta de Real Decreto el límite de 300 MW, establecido para la potencia instalada de la categoría d, en tanto no esté contemplada esta categoría en los objetivos de planificación.

- A los efectos del seguimiento de la adecuada rentabilidad de las instalaciones, se considera necesario que se establezca en la propuesta de Real Decreto la obligación de remitir a la CNE la información de carácter económico-financiero a que hace referencia la Orden Ministerial de 19 de octubre de 2000 por la que se establecen normas de presentación de información contable para las empresas que realicen actividades eléctricas, que recoja la Memoria, el Balance y la Cuenta de Pérdidas y Ganancias, extendiendo además dicha exigencia de forma abreviada para las instalaciones de producción de menos de 45 GWh/año no sometidas a dicha Orden Ministerial. Asimismo, la propuesta de Real Decreto debería establecer la obligación para las CC.AA de remitir a la CNE copia de la información a la que se refiere su Anexo IV en materia de rendimiento energético (Memoria Resumen Anual), que le permita realizar un seguimiento del cumplimiento de dichas exigencias.

- Incorporar una nueva Disposición Adicional para ajustar el nivel de las primas de la propuesta, cuando el precio de la energía vendida en el mercado o en el despacho de costes variables de cada SEIE definido en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, supere en valor medio mensual el 70% de la tarifa media o de referencia establecida en cada año. En estos casos, las primas se reducirán deduciendo el exceso de retribución proveniente del mercado o de la liquidación del despacho.

- Explicitar que los intereses de demora que en su caso, pagarían los distribuidores a los productores en régimen especial, incrementado el importe de su facturación, no se incluirán en las liquidaciones de actividades reguladas a efectos del reconocimiento de los costes del régimen especial, con el fin de no neutralizar esta obligación de los distribuidores. Asimismo, se propone que el pago de la factura se realice en los 30 días siguientes a su recepción (y no desde su emisión como señala la propuesta de Real Decreto).

- En la DA 2ª se recoge lo dispuesto en el artículo 9 del derogado Real Decreto 841/2002, pero no se recoge la nueva modalidad de contratación entre comercializadores entre sí, que ha introducido la Ley 36/2003 de 11 de noviembre, de reforma económica, modificando la redacción del apartado 4 del artículo 24 de la Ley 54/1997, por lo que debería incluirse.

- Eliminar la D.A. 3ª. En la Disposición Adicional 3ª se establecen incentivos económicos para la adaptación de los equipos de protección de las instalaciones eólicas ante los huecos de tensión, adjudicable sólo a los primeros 5.000 MW. Esta Comisión entiende que no procede la aplicación de incentivo alguno, porque los requerimientos de seguridad deben ser obligatorios y no potestativos, estableciéndose las cautelas que se consideren en disposiciones transitorias. En todo caso, se podría aprovechar esta D.A para establecer que el Operador del Sistema deberá proponer un procedimiento de operación en el que se regulen estos requerimientos.

- Eliminar DA 4ª. No admitir en el régimen especial instalaciones remuneradas con el Marco Legal Estable.

- i. Ya recibieron apoyo explícito de OFILE e implícito en el MLE y en el cálculo de los CTC's.
- ii. La Ley 54/97 y los Reales Decretos 2366/94 y 2818/98 las dejan fuera del régimen especial.

- iii. Los incentivos deben ir dirigidos a las nuevas instalaciones, no a las existentes amortizadas.
 - iv. En el caso de que el titular las declare como no viables, o su producción real no se ajuste al potencial existente, la autoridad competente podría proponer la revocación de la concesión y, por tanto, su reversión para proceder a subastar la concesión aplicando entonces el régimen económico de la propuesta de Real Decreto. Los ingresos derivados de la subasta se destinaría a subvencionar nuevas instalaciones hidráulicas en régimen especial.
- Disposición derogatoria. En esta Disposición se deroga el artículo 3.1.a del Real Decreto 2018/1997 sobre puntos de medida, en la redacción dada a dicho precepto en el Real Decreto 385/2002:

“Constituye una única frontera de generación-consumo, el punto de conexión con la red de distribución de las instalaciones de régimen especial incluidos, cuando existan, los consumos eléctricos de las instalaciones que aprovechan el calor útil generado y otros suministros previstos en la legislación específica”

Sin embargo, la Sentencia de 17 de noviembre de 2003 de la Sala tercera del Tribunal Supremo, por la que se desestima el Recurso Contencioso-Administrativo nº 54/2002 interpuesto contra el Real Decreto 385/2002, considera que la norma impugnada no contraviene el sistema al que están acogidos los cogeneradores anteriores a la Ley del Sector eléctrico, puesto que no modifica el sistema del Real Decreto 2366/94.

En su considerando Tercero señala la Sentencia del Tribunal Supremo que “el concepto de unidad térmica que late en el régimen de la Ley 82/80, y en el Real Decreto 2366/1994 supone que las instalaciones del productor-consumidor deben incluir una central que produce a la vez

energía eléctrica y energía térmica, a la par que unas instalaciones que consumen ambas. Así hay que inferirlo del artículo 7 de la Ley, y del 2 d) del Real Decreto, cuando se señala que el fin primordial del autogenerador no es producir energía eléctrica, sino combinar la producción de ésta y la calórica para su posterior aprovechamiento energético. La consecuencia lógica es que a la vez de ser autogenerador sea también autoconsumidor, y ello tanto para el supuesto que las personalidades jurídicas involucradas en las instalaciones generadoras de energía y consumidoras de la misma sean diferentes, como para el caso de que se trate de una sola”.

En consecuencia, a juicio del Tribunal Supremo, la fijación por el artículo 3.1. del Real Decreto como única frontera de generación-consumo el punto de conexión con la red de distribución de las instalaciones en régimen especial, no supone una modificación del sistema del Real Decreto 2366/94, sino que por el contrario se está garantizando que el consumo de energía eléctrica realizado por la planta industrial sea primordialmente el que produzca la instalación cogeneradora, salvaguardando el principio de unidad térmica que constituye la esencia del régimen de autogeneración de la Ley 82/80 y del Real Decreto 2366/94.

Por tanto, no modificándose el régimen previsto en el Real Decreto 2366/1994 no se infringe tampoco el régimen transitorio a que tiene derecho a través de la norma de rango legal (Disposición Transitoria Octava de la Ley 54/1997), por lo que no se produce una infracción del principio de jerarquía normativa. Por tanto, no modificándose el régimen previsto en el Real Decreto 2366/1994 no se infringe tampoco el régimen transitorio a que tiene derecho a través de la norma de rango legal (Disposición Transitoria Octava de la Ley 54/1997), por lo que no se produce una infracción del principio de jerarquía normativa. Se considera,

en definitiva, que no se debe derogar este precepto. Adicionalmente, y a la vista de la derogación de la Disposición Transitoria 1.3 del Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, debe recogerse un régimen transitorio que establezca la obligación de instalar equipos de medida en el plazo de seis meses desde la entrada su vigor, sin supeditarlos a la aprobación de ITCs de desarrollo, tal y como podía interpretarse de lo dispuesto en la disposición derogada. Disposición derogatoria. Por otro lado, la derogación del Real Decreto 2818/1998 supone igualmente la derogación de la Disposición Adicional Unica de dicho Real Decreto que ofrecía una solución para aquellas instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el régimen especial, que permitía realizar ofertas al operador del mercado, todo ello sin perjuicio de que pudieran haber firmado contratos bilaterales, y en caso de estar conectadas a instalaciones distribuidoras acogidas al régimen transitorio de la Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, les habilitaba para entregar la energía a dichas distribuidoras a precio de mercado, y por último, si las instalaciones de producción eran de potencia inferior a 1 MW, se señalaba la obligación para las empresas distribuidoras de adquirir esa energía a precio de mercado. La derogación de la Adicional Única del Real Decreto 2818/1998 obliga a incluir una disposición equivalente en la propuesta remitida para informe, a fin de ofrecer una solución similar a la prevista ahora para estas instalaciones.

7. CONCLUSIONES

PRIMERA.- La Comisión Nacional de Energía valora positivamente la propuesta de Real Decreto objeto de informe, ya que incrementa la estabilidad y previsibilidad de la regulación del régimen especial, integrándola dentro del esquema general de determinación de la tarifa media o de referencia, en beneficio del correcto funcionamiento del sistema, tal y como ha venido reclamando en repetidas

ocasiones la CNE. No obstante, la referida propuesta debería ser objeto de una serie de modificaciones y mejoras contenidas en el informe que de manera resumida se sintetizan a continuación.

SEGUNDA.- En primer lugar, se debe señalar la necesidad de tomar en consideración la legislación comunitaria en la materia, en particular la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, a la que debería aludirse en la Exposición de Motivos, incorporando además, para su trasposición, dos capítulos más, relativos a la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, y a las normas de conexión a la red de estas instalaciones de producción.

Por otra parte, si bien no ha sido aprobada aún, debería tomarse en consideración la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, especialmente en materia de exigencias de rendimiento energético, por lo que en tanto no se incorpore esta norma a la legislación española, se considera adecuado mantener en la propuesta de Real Decreto los rendimientos eléctricos equivalentes vigentes.

La trasposición de esta Directiva debería estar acompañada de una reflexión global de la regulación de la cogeneración, que podría llevar incluso a modificaciones normativas de rango legal.

TERCERA.- En relación con el ámbito de aplicación, la propuesta de Real Decreto puede ser objeto de algunas mejoras, siendo conveniente a efectos de una mejor sistemática reproducir el apartado a) del artículo 27 de la Ley 54/1997, de 26 de noviembre, del Sector Eléctrico, eliminando asimismo el apartado a.1 de la propuesta.

Por otra parte, la CNE considera que se deberían incorporar en el régimen especial nuevas tecnologías, como la microcogeneración, las pilas de combustible de pequeño tamaño o la energía eólica marina.

CUARTA.- En materia de régimen económico, en el presente informe la CNE realiza un análisis de la rentabilidad de las plantas tipo con la remuneración contenida en la propuesta de Real Decreto, siguiendo la metodología que la CNE propuso al MINECO el 1 de abril de 2003, para en su caso, proponer modificaciones en la remuneración contenida en el texto remitido para informe.

Se incluye asimismo una propuesta de linealización de las tarifas y primas reguladas, para tener en cuenta los efectos de las economías de escala de determinadas tecnologías.

El sobrecoste asociado a las modificaciones retributivas propuestas por la CNE supondría para el año 2010 un 1,8% del coste del régimen especial previsto atendiendo a la metodología de determinación de la tarifa media o de referencia.

Asimismo, se propone que en la revisión a efectuar cada cuatro años de las tarifas y primas de las instalaciones nuevas establecida en la propuesta de Real Decreto, se incorporen las instalaciones existentes, pero teniendo en cuenta sólo la variación de costes operativos, hasta un máximo del 5%. En este sentido, se considera conveniente establecer en la propuesta de Real Decreto la obligación de remisión a la CNE con una periodicidad anual, por parte de los titulares, la información económica-financiera de las instalaciones, y por parte de las CC.AA., copia de la memoria resumen anual que consta en el Anexo IV de la propuesta.

Finalmente, al amparo de lo establecido en la función séptima de la CNE, se debería habilitar a este Organismo para establecer mediante Circular la tipología de las instalaciones de régimen especial, las instalaciones concretas que deben servir de base para el procedimiento de revisión, así como el procedimiento.

QUINTA.- El texto de la propuesta de Real Decreto debería ser modificado en determinadas materias a efectos de aclarar que el mismo cumple con el principio de no discriminación, en especial, en lo relativo a la retribución de la garantía de potencia, a los requerimientos sobre el programa y a la imputación del coste de los desvíos, con independencia de la ubicación eléctrica de la instalación, o a la extensión del incentivo establecido para la cogeneración a todas las tecnologías que opten por participar en el mercado.

SEXTA.- Se propone revisar determinados aspectos concretos de la normativa relativa al mercado de electricidad para facilitar el acceso de las instalaciones de producción en régimen especial, sin neutralizar los incentivos económicos establecidos, así como mejorar la imputación de costes de los desvíos causados por el régimen especial acogido a tarifa regulada.

Si bien se valora positivamente la extensión del requisito de suministrar programa a todas las instalaciones de potencia superior a 10 MW que contiene la propuesta, se considera necesario que se impute a estas instalaciones el coste originado, sólo cuando el desvío supera una determinada tolerancia definida para cada tecnología.

SÉPTIMA.- Se llama la atención sobre las observaciones más relevantes en relación a la normativa del mercado, como son las mejoras para el desarrollo de la representación, el coste de banda de regulación secundaria, la retribución de la garantía de potencia, el complemento por energía reactiva, la gestión separada de las instalaciones de régimen especial y de régimen ordinario o el desdoblamiento de las ofertas de los distribuidores en el mercado diario, con una oferta de adquisición de energía, para suministrar a clientes a tarifa, y otra de venta, de la energía cedida por el régimen especial acogido a tarifa regulada.

OCTAVA.- En relación con las cuestiones de carácter procedimental, la CNE considera necesario definir de manera precisa e inequívoca el concepto de “puesta en marcha” a que se supedita la aplicación del régimen económico. A estos efectos

se propone que las CC.AA emitan un documento que acredite de manera fehaciente la fecha de puesta en marcha de cada instalación.

Adicionalmente, se considera necesario agilizar la llevanza y gestión del Registro Administrativo de Productores en Régimen Especial proponiéndose que se encomiende esta función a la CNE, a fin de lograr una mejor coordinación en el ejercicio de sus funciones de liquidación.

NOVENA.- Respecto a los regímenes transitorios, la CNE propone que el régimen económico de las instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998 se mantenga, hasta el año 2010, sin ser objeto de las modificaciones recogidas en la propuesta y las acogidas al Real Decreto 2366/1994, mientras subsistan los costes de transición a la competencia, permitiendo igualmente que las instalaciones que actualmente están acogidas al régimen del Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, que se deroga, puedan volver a acogerse al régimen económico de procedencia, dentro del mes siguiente a la entrada en vigor de la propuesta de Real Decreto.

La aplicación del nuevo régimen económico contemplado en la propuesta para instalaciones nuevas, y opcionalmente existentes, debería producirse de manera inmediata, si bien, las obligaciones en cuanto al suministro de programas se deberían posponer, a juicio de esta Comisión, hasta el 1 de enero de 2005.