



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME A LA PROPUESTA DE  
REAL DECRETO POR EL QUE SE  
REGULAN Y MODIFICAN  
DETERMINADOS ASPECTOS  
RELATIVOS AL RÉGIMEN ESPECIAL**

14 de septiembre de 2010

## INDICE

1	OBJETO.....	1
2	PROCEDIMIENTO.....	1
3	ANTECEDENTES.....	3
4	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE REAL DECRETO .....	4
5	CONSIDERACIONES GENERALES .....	9
5.1	Necesidad de definir la nueva capacidad de régimen especial prevista para el año 2020, por tecnologías .....	9
5.2	Necesidad de efectuar la trasposición de la nueva Directiva de renovables antes del día 5 de diciembre de 2010.....	10
5.3	Necesidad de establecer en 2010 los incentivos económicos aplicables a las nuevas instalaciones puestas en marcha a partir de 2012 .....	11
6	CONSIDERACIONES PARTICULARES.....	15
6.1	Mejoras de la propuesta de RD para facilitar la operación del sistema.....	15
6.2	Mejoras que incorpora la propuesta de RD sobre la conexión y la gestión de la medida .....	18
6.3	Mejoras que incorpora la propuesta de RD sobre la retribución de las instalaciones .....	21
6.4	Mejoras que incorpora la propuesta de RD sobre la tramitación administrativa...29	
6.5	Otros aspectos de la propuesta de RD no compartidos por la CNE.....	32
6.6	Otras mejoras que propone la CNE y que no incorpora el RD.....	36
6.7	Erratas y otras mejoras de redacción.....	43
7	RESUMEN Y CONCLUSIONES .....	45
	ANEXO I: CÁLCULO DE LAS TARIFAS Y PRIMAS APLICABLES A NUEVAS INSTALACIONES A PARTIR DE 2012 .....	1
	ANEXO II: PROPUESTA DE RD DE ACCESO Y CONEXIÓN .....	8

# **INFORME A LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULAN Y MODIFICAN DETERMINADOS ASPECTOS RELATIVOS AL 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 día 14 de septiembre de 2010 ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1 OBJETO**

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente “*La Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial*”, remitido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con entrada en la Comisión Nacional de Energía el 30 de julio de 2010.

### **2 PROCEDIMIENTO**

Con fecha 30 de julio de 2010 la Secretaría de Estado de Energía remitió a la CNE para informe preceptivo la propuesta de Real Decreto, objeto de este informe.

Con fecha 2 de agosto de 2010 la CNE remitió a su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta, otorgándose un plazo para comentarios hasta el 31 de agosto del mismo mes.

Se han recibido observaciones, que se incorporan en el Anexo III de este Informe, de las siguientes administraciones, asociaciones y empresas:

- COMUNIDAD DE MADRID
- GOBIERNO DE ARAGON
- GENERALITAT DE CATALUNYA
- GENERALITAT VALENCIANA

- JUNTA DE ANDALUCÍA
- XUNTA DE GALICIA
- PRINCIPADO DE ASTURIAS
- GOBIERNO DE CANARIAS
- GOBIERNO DE NAVARRA
- EREN
- UNESA
- REE
- APPA
- IBERDROLA RENOVABLES
- IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.
- GAS NATURAL FENOSA
- HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO
- EON ESPAÑA
- CIDE
- ACOGEN
- COGEN
- ASIF
- ASOCIACION EMPRESARIAL FOTOVOLTAICA
- ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA
- ACIE
- ADAP
- AIFOC
- PROTERMO SOLAR
- APRIE
- GRUPO APIA XXI
- AEBIG
- GRUPO REPSOL
- GAMESA CORPORACION TECNOLOGICA, S.A.
- ACCIONA ENERGÍA S.A.
- COMSA ENTE ENERGIAS RENOVABLES
- ABASTECIMIENTOS ENERGÉTICOS S.L.U.

- 3I INGENIERIA INDUSTRIAL, S.L.
- ESTELA EOLICA, S.L.
- ASOCIACIÓN EÓLICA DE GALICIA (EGA)

### **3 ANTECEDENTES**

Con fecha 1 de abril de 2003, la CNE aprobó el Informe “*Propuesta de metodología de las primas y precios del régimen especial*”, que fue enviado al Ministerio de Economía.

Con fecha 14 de febrero de 2007 la CNE aprobó su Informe 3/2007 a la “*Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario*”, que dio lugar al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Con fecha 31 de mayo de 2007 la CNE aprobó su Informe 13/2007 a la “*Propuesta de Real Decreto por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*”, que dio lugar al Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Con fecha 29 de julio de 2008 la CNE aprobó su Informe 30/2008 a la “*Propuesta de real decreto de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del real decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*”, que dio lugar al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

Con fecha 23 de febrero de 2006, la CNE aprobó su Informe 4/2006 al “*Proyecto de Real Decreto de regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables*”, que finalmente dio lugar a la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo.

Con fecha 13 de mayo de 2009 la CNE aprobó su Informe 10/2009 a la “*Propuesta de real decreto por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial*”, que dio lugar al Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto.

## 4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE REAL DECRETO

El proyecto de Real Decreto cuenta con tres artículos, trece disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y tres disposiciones finales.

Los artículos modifican los siguientes Reales Decretos fundamentalmente en los aspectos que se relacionan a continuación:

a) El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo:

1. Se exige que las instalaciones que pretendan cogerse al régimen especial deben tener equipos nuevos.
2. Se modifica la regulación actual de la modificación sustancial que estaba condicionada a una inversión de al menos el 50% del coste de una planta nueva, por los siguientes criterios: en eólica, la sustitución de la turbinas y palas con potencias unitarias iguales o superiores; en cogeneración, la sustitución de determinados equipos principales, siempre que sean nuevos y se consiga una alta eficiencia; y en el resto de tecnologías, la sustitución de los equipos principales que defina el MITyC.
3. Se amplía la obligación de adscripción a centros de control a las agrupaciones de instalaciones con potencia superior a 10 MW (en las islas 1 MW). Se concede un plazo de adaptación hasta 31.12.2010. Además, se establece que las instalaciones o agrupaciones de potencia superior a 1MW, tienen la obligación de enviar telemidas al REE. Se establece el mismo plazo de adaptación.
4. Se amplía la obligación de soportar huecos de tensión a las instalaciones fotovoltaicas o agrupaciones de potencia superior a 2 MW. Se amplía el plazo de adaptación para eólicas un año, hasta 31.12.2010 (en las islas un año más) y para instalaciones fotovoltaicas existentes (1 de octubre de 2011) y nuevas (1 de enero de 2011). En tanto no se elabore el correspondiente PO para fotovoltaica, esta tecnología deberá cumplir el PO de la eólica.
5. Presentación de solicitudes mediante procedimientos telemáticos.

6. Se debe contar con equipos de medida acordes con la legislación vigente antes de que se produzca vertido a la red.
  7. Nueva definición de hibridación (mezclas de biomasa y/o residuos en instalaciones convencionales -c4-, ó mezclas de biomasa en instalaciones solares termoeléctricas), que se amplía para incluir en las primeras a otros residuos -c2-.
  8. Cambian los requisitos para el control de la energía reactiva (control de tensión). Se establece un rango obligatorio, con penalización del 3% y sin remunerar y un rango voluntario con un incentivo del 4% (para un factor de potencia próximo a la unidad). El incumplimiento de una hora penalizaría las 24 horas del día.
  9. Prueba de funcionamiento de 100 horas para acreditar la potencia neta para poder ofertar servicios de ajuste potestativos (y se añade un anexo XIII al RD 661/2007 con el correspondiente procedimiento).
  10. Se suprimen las tarifas fotovoltaicas a partir del año 25 de vida útil.
  11. Se suprimen las primas para instalaciones nuevas solares termoeléctricas y eólicas, en ambos casos con potencia superior a 50 MW.
  12. Las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos (purines y lodos) no tendrán derecho al complemento de eficiencia después del periodo transitorio (cuando se remuneren como la cogeneración).
  13. Se habilita al Secretario de Estado a modificar determinados anexos.
  14. Se incluye en el Registro Administrativo de instalaciones en régimen especial el código CIL que utiliza la CNE para realizar las liquidaciones.
- b) El Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto:
1. Se considera opcional la instalación de un punto de medida en bornes de alternador, utilizable como comprobante.

2. Plazos para adaptar los puntos de medida del Reglamento de Puntos de Medida: los que cambien de tipo 3 a tipos 1 o 2, se mantiene la fecha límite del 1.7.2012; los que cambien de tipo 4 a tipo 3, se reduce el plazo en un año, hasta el 1.7.2011 (generalmente fotovoltaicas). El resto de tipos, hasta 1.1.2015.

c) El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre:

1. La fotovoltaica en techo debe ir asociada a un punto de suministro de potencia contratada de al menos el 25% de la potencia de la instalación. Se suprime la división Tipo I.1 (hasta 20 kW) y Tipo I.2 (superior a 20 kW).
2. No se consideran instalaciones en techo a las ubicadas en invernaderos y en balsas de riego.
3. No se podrán presentar solicitudes de forma conjunta al registro de preasignación para instalaciones que hubieren sido tramitadas de forma independiente en las CC.AA.
4. Tramitación telemática para el registro de preasignación. Las solicitudes no consideradas en una convocatoria no entrarán automáticamente en la siguiente, salvo que se formule una nueva solicitud, comunicando además que la documentación presentada sigue siendo válida.
5. Se define como “un único *punto de la red*”, a una subestación o a un centro de transformación.
6. Reducción extraordinaria de la retribución de las nuevas instalaciones preinscritas a partir de la convocatoria del 4º trimestre de 2010:
  - i. Techo pequeñas: 5%
  - ii. Techo medianas: 25%
  - iii. Suelo: 45%
7. Se exime la aportación de la licencia de obras para instalaciones pequeñas en techo.



8. Se deroga el apartado 4 del anexo IV, que establece la recuperación del cupo de la potencia cancelada.

Las trece Disposiciones Adicionales se refieren a:

1. Se establece la configuración de la cogeneración y de su consumidor asociado con instalaciones comunes de interconexión. Los consumos auxiliares de generación y los del consumidor asociado tendrán contratos de acceso separados. La medida de producción y de consumo se afectará de los coeficientes de pérdidas pertinentes.
2. Se limitan las horas de utilización con derecho a prima equivalente o prima de instalaciones eólicas (al superar el sector la media de 2.350 horas, se establece un máximo de 2.589 horas) y solares termoeléctricas (limitación al almacenamiento). La CNE establecerá la metodología del cómputo de las horas y de la reliquidación.
3. Supresión de la venta de energía en el mercado de las instalaciones solares termoeléctricas durante el primer año de vida útil.
4. Se retrasan en dos y en un año las revisiones previstas del régimen económico en la normativa vigente, para que en lugar del 1 de enero de 2012, sean aplicables a las nuevas instalaciones solares termoeléctricas y eólicas, el 1 de enero de 2014 y el 1 de enero de 2013, respectivamente.
5. Reducción de la prima de las instalaciones eólicas en un 35% durante dos años, para las instalaciones acogidas al RD 661/07.
6. Apertura de una convocatoria de preasignación adicional de hasta 300 MW para instalaciones eólicas con acta anterior al 1 de mayo de 2010.
7. Devolución de avales de instalaciones eólicas y solares termoeléctricas preasignadas que no fueran a ejecutarse (por renuncia de sus promotores a su tramitación y construcción).
8. Restricciones a los cambios de titularidad y derechos de transmisión durante cuatro años.

9. Convocatoria de preasignación adicional de 600 MW de instalaciones eólicas en Canarias, cuya prima sería incluida en los Presupuestos Generales del Estado.
10. Régimen económico específico para instalaciones eólicas experimentales (hasta 160 MW), con la retribución del RD 661/2007.
11. Régimen económico específico para instalaciones solares termoeléctricas innovadoras (hasta 80 MW adjudicados mediante concurso).
12. Mandato a la CNE para la elaboración de una propuesta adaptación de sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad conforme a la Directiva de renovables, incorporando el sector de calefacción y refrigeración.
13. Convenio DGPEyM (MITyC) con CNE para la gestión del registro administrativo de régimen especial.

Las tres Disposiciones Transitorias establecen lo siguiente:

1. Las instalaciones inscritas en el registro de preasignación en una fase posterior a la primera, podrán realizar vertido de energía en pruebas.
2. Se concede un plazo de dos meses para la ratificación de solicitudes de instalaciones renovables de potencia superior a 50 MW, salvo las eólicas marinas.
3. Devolución de aval de instalaciones renovables de potencia superior a 50 MW que no vayan a ejecutarse (por renuncia de sus promotores a su tramitación y construcción).

Una Disposición Derogatoria única para derogar cualquier disposición de igual o inferior rango que se oponga a este RD

Tres Disposiciones Finales sobre:

1. Desarrollo normativo y modificaciones de los anexos por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.
2. Carácter básico del Real Decreto.

3. Entrada en vigor el día siguiente al de su publicación.

## 5 CONSIDERACIONES GENERALES

### ***5.1 Necesidad de definir la nueva capacidad de régimen especial prevista para el año 2020, por tecnologías***

El objetivo de planificación establecido en la Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 es que las energías renovables cubran como mínimo el 12 por 100 de la energía primaria total en el año 2010. De acuerdo con la Directiva 2001/77/CE y con el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010, el objetivo anterior en el sector eléctrico supone alcanzar con renovables una cuota del 30,3 % de la demanda de electricidad en 2010. Además, según el PANER y la nueva Directiva, esta penetración ha de ser incrementada en el futuro para alcanzar con renovables el 20 por 100 de la demanda de energía final en 2020, lo que supone para el sector eléctrico una cuota aproximada del 40%. El establecimiento de incentivos económicos, por tecnologías, junto a objetivos de capacidad instalada máxima, constituyen un importante instrumento de política energética y ambiental, que orienta la toma de decisiones de los inversores en un marco regulatorio liberalizado como el que corresponde a la actividad de producción de electricidad. Por su parte, la herramienta del preregistro constituye un elemento de ordenación de la entrada de nuevas instalaciones que permite medir el cumplimiento de los objetivos y su sostenibilidad económica.

Como consecuencia de lo anterior y de la nueva Directiva de renovables, corresponde fijar los nuevos objetivos para 2020 y su senda de implantación. En el Proyecto de Ley de Economía Sostenible (LES) se incluyen estos objetivos. Por otra parte, como se ha indicado anteriormente, se ha elaborado y remitido a la Comisión de la UE el PANER, con un reparto entre sectores del objetivo de 2020, y asimismo se está trabajando durante 2010 en el nuevo Plan de Fomento de Energías Renovables. La regulación económica del régimen especial por su parte, debe definir la nueva capacidad prevista, por tecnologías, en el año 2020, y a juicio de la Comisión Nacional de Energía esta capacidad, al igual a como ya se hiciera con los objetivos de 2010, se debería establecer a nivel de Real Decreto, una vez que se apruebe la LES.

## ***5.2 Necesidad de efectuar la trasposición de la nueva Directiva de renovables antes del día 5 de diciembre de 2010***

La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, sobre fomento de las energías renovables fija los objetivos vinculantes nacionales y el establecimiento de planes de seguimiento, consolida el principio de subsidiariedad de los EE.MM. para que puedan elegir sus sistemas de apoyo, propone la simplificación administrativa de las autorizaciones, incorpora criterios de acceso a la red eléctrica y promulga un sistema de garantía de origen que aporta una mayor transparencia al consumidor de electricidad. Asimismo, la Directiva incorpora varios mecanismos de cooperación entre países, o de flexibilidad, para facilitar el cumplimiento de los objetivos de cada país en el año 2020<sup>1</sup>.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 27 de la Directiva 2009/28/CE, es preciso efectuar la trasposición al ordenamiento jurídico español antes del 5 de diciembre de 2010, sin perjuicio de determinados artículos relacionados con el Plan de Acción hayan sido cumplimentados con anterioridad al 30 de junio de 2010.

Determinados aspectos de la Directiva ya se encuentren traspuestos en el ordenamiento jurídico, aunque precisan una adaptación o mejora, como en el caso de la planificación<sup>2</sup>, los mecanismos de apoyo<sup>3</sup>, los procedimientos de autorización y de gestión técnica, la regulación de la garantía de origen y etiquetado de electricidad y la regulación del acceso

---

<sup>1</sup> La Directiva ofrece varios instrumentos para favorecer el cumplimiento solidario de los objetivos nacionales individuales, como las transferencias estadísticas entre EE.MM. (artículo 6) y el desarrollo (o ampliación) de proyectos conjuntos, tanto entre EE.MM. (artículos 7 y 8) como en colaboración con terceros países exteriores a la UE (artículos 9 y 10), en ambos casos condicionados a la existencia de una interconexión eléctrica. Se contempla además la posibilidad de que dos o más EE.MM. reúnan o coordinen sus sistemas de apoyo nacionales y se apliquen a proyectos conjuntos (artículo 11), también condicionados a la existencia de interconexión eléctrica.

<sup>2</sup> Está prevista la elaboración durante 2010 de un nuevo Plan de Fomento de las Energías Renovables 2010-2020, a parte del ya enunciado PANER.

<sup>3</sup> La vigente regulación alcanza en determinadas tecnologías como la eólica o la solar termoeléctrica hasta el periodo 2012-2014, años en los que el Registro de Preasignación contempla la incorporación de las últimas instalaciones de estas tecnologías que han sobrepasado los objetivos establecidos. De acuerdo con esta norma, es preciso el establecimiento de un nuevo régimen económico a partir de entonces, con nuevos objetivos en términos de potencia instalada, conforme se prevé en el PANER.

a la red<sup>4</sup>. Sin embargo otros aspectos de la nueva Directiva, sin entrar en los correspondientes a biocombustibles y biolíquidos, resultan novedosos y deben ser incorporados a nuestro ordenamiento mediante las normas de rango adecuado. Por una parte existe la necesidad de establecer los objetivos vinculantes para España, que inicialmente se encuentran recogidos en el Proyecto de Ley de Economía Sostenible, acompañados de la regulación de la evaluación de su cumplimiento, pero también es preciso establecer los mecanismos de cooperación o de flexibilidad entre países miembros o no de la UE.

En el conjunto de propuestas normativas que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha remitido para informe a la CNE, se proponen mejoras en la regulación administrativa, económica y técnica del régimen especial (en concreto, en las propuestas de RR.DD. por los que se *regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial o de acceso y conexión de instalaciones de pequeña potencia*) y se sientan las bases para el establecimiento de un sistema de garantía de origen de calefacción y refrigeración homogéneo al de la electricidad, mediante un mandato a la CNE para que realice una propuesta al respecto. Pero en ninguna de estas propuestas se mencionan los aludidos mecanismos de cooperación o de flexibilidad entre países, por lo que la CNE entiende que este aspecto debería ser considerado por el Ministerio en el plazo lo más breve posible.

### **5.3 Necesidad de establecer en 2010 los incentivos económicos aplicables a las nuevas instalaciones puestas en marcha a partir de 2012**

Conforme a la regulación vigente (artículo 44.3 del Real Decreto 661/2007), durante el año 2010 se han de establecer los incentivos económicos aplicables a las nuevas instalaciones puestas en marcha a partir de 2012, considerando entre otros, los costes asociados a cada tecnología de generación.

---

<sup>4</sup> Se recuerda la mencionada propuesta de la CNE de “*Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial*”.

En este artículo se señala que *“Durante el año 2010, ... se procederá a la revisión de las tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. Cada cuatro años, a partir de entonces, se realizara una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores.*

*Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior no afectaran a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión”.* Es decir, durante el año 2010 se deben establecer los incentivos económicos de las instalaciones que se pongan en marcha a partir del 1 de enero de 2012.

A continuación, en el artículo 44.4 se establece: *“se habilita a la Comisión Nacional de Energía para establecer mediante Circular la definición de las tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar información de las inversiones, costes e ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo”.* La CNE cuenta con su Circular 3/2005 para recopilar la información de los importes de las inversiones y de los costes operativos de las instalaciones reales puestas en funcionamiento.

Por otra parte, el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, remite a una regulación posterior de los incentivos económicos aplicables a las tecnologías para las que queden agotados sus correspondientes cupos (como ha ocurrido en los casos de la solar termoeléctrica o la eólica).

De acuerdo con todo lo anterior, la CNE se encuentra en disposición de realizar la propuesta de revisión mencionada. Según la *“Metodología de revisión de primas y precios del régimen especial”*, la retribución de cada instalación de producción de régimen especial debe responder a un incentivo económico (tarifa o precio del mercado más prima) por kilowatio hora cedido a la red. Para ello se ha de determinar para cada tecnología una instalación tipo, una retribución (o coste reconocido), para que las

inversiones realizadas alcancen una tasa de rentabilidad razonable, con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales de acuerdo con la Ley. Este precepto se materializa determinando en cada instalación tipo una *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* (TIR).

La información económica básica para cada tecnología es la relativa a la inversión y a los costes e ingresos de explotación de las instalaciones reales puestas en marcha durante el periodo regulatorio anterior. Se obtiene para cada tecnología tipo los valores medios de inversión unitaria y costes unitarios de explotación, como método para incentivar la eficiencia. Esta información se completa con las características técnicas medias de funcionamiento. En definitiva, la información básica es la siguiente:

- Horas de utilización
- Rendimiento energético
- Vida económica del proyecto y periodo de amortización de la inversión
- Inversión unitaria y, en su caso, subvenciones
- Impuesto de sociedades y, en su caso, deducciones vigentes
- Costes unitarios 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 garantías de origen.

Por otra parte, se consideran los ingresos/costes adicionales de los complementos vigentes en la regulación, los costes de los desvíos, etc.

Mediante la citada Circular la CNE ha recopilado la información económica de las instalaciones reales puestas en marcha durante los años 2008 y 2009, excepto las de la

tecnología fotovoltaica de potencia inferior a 1 MW, que por su elevado número, se ha dispuesto, conforme a la Circular, de una muestra de más de 200 instalaciones. Por otra parte, se dispone de informes prospectivos de los costes de aquellas tecnologías que han tenido un escaso desarrollo en estos años así como de aquellas otras cuya capacidad de reducción de costes es muy elevada.

En el Anexo I de este informe se incluye la información económica disponible en la CNE recopilada de las instalaciones reales mediante la Circular 3/2005, en desarrollo del artículo 44.4 del Real Decreto 661/2007. Asimismo, se incluyen los cálculos para la obtención de las nuevas primas y tarifas de las tecnologías de las que se dispone de información, que serían aplicables a las nuevas instalaciones a partir del 1 de enero 2012. En el cuadro siguiente se recoge una síntesis de tarifas así calculadas, y la variación sobre las tarifas vigentes. A partir de ellas, descontando el precio previsto en el mercado, es posible deducir las primas correspondientes.

Se han realizado dos estudios derivados de dos escenarios, uno considerando una TIR objetivo del 6% y otro con una TIR del 7%, dado que la estimación del coste medio del capital (WACC) de las empresas eléctricas de generación con activos en régimen especial resulta ser del 5,74% en 2010 y se incluye una nota sobre el coste medio del capital.

RESUMEN TECNOLOGÍAS		Retribución Total (€/MWh)				
		Propuesta desde 1.1.2012		Tarifa Regulada vigente	Diferencias	
		TIR 7%	TIR 6%		TIR 7%	TIR 6%
SOLAR TERMOELÉCTRICA		255,7	242,1	284,983	-10,28%	-15,05%
EÓLICA		60,02	56,55	77,471	-23%	-27,00%
HIDRÁULICA	P<10MW	81,8	76	82,519	-1%	-7,90%
	P>10MW*	48,2	44,6	71,329	-32%	-37,47%
BIOMASA	B71	70,7	67,84	84,551	-16%	-19,76%
	B72 (P>0,5MW)	66	63,3	102,409	-36%	-38,19%
COGENERACIÓN GAS NATURAL	P<0,5 MW	134,00	131,40	138,209	-3%	-4,93%
	P<1 MW	103,04	100,80	113,413	-9%	-11,12%
	P<10 MW	<b>87,08</b>	<b>85,35</b>	89,636	-3%	-4,78%
	P<25 MW	82,73	81,06	85,031	-3%	-4,67%



	P>25 MW	82,60	80,80	80,712	2%	0,11%
--	---------	-------	-------	--------	----	-------

\*Calculada para una instalación tipo de 23 MW

## 6 CONSIDERACIONES PARTICULARES

A continuación, una vez examinadas las observaciones de los miembros del Consejo Consultivo, la CNE realiza una serie de comentarios sobre los aspectos más relevantes de la propuesta de Real Decreto, con el fin de mejorar la regulación propuesta y formular propuestas adicionales.

### 6.1 *Mejoras de la propuesta de RD para facilitar la operación del sistema*

La propuesta de Real Decreto que se informa recoge una serie de mejoras para la integración de las renovables y la cogeneración en el sistema eléctrico facilitando su operación técnica. Estas mejoras, en muchos casos habían sido ya propuestas por la propia Comisión, por lo que son compartidas por este Organismo.

Estas propuestas se refieren a:

1. La obligación existente de las instalaciones de potencia superior a 10 MW de su adscripción a centros de control, ahora se amplía a las agrupaciones de instalaciones de potencia inferior que superen los 10 MW (1 MW en los sistemas insulares y extrapeninsulares).

El centro de control de energías renovables (CECRE) del operador del sistema junto a los centros de control asociados, constituyen una iniciativa pionera a nivel mundial que está permitiendo integrar en el sistema eléctrico la máxima producción de energía renovable, especialmente eólica, en condiciones de seguridad. Actualmente, todas las instalaciones de régimen especial con una potencia instalada superior a 10 MW están obligadas a estar conectadas directa o indirectamente con el CECRE.

La CNE puede entender que el plazo establecido en la propuesta de RD hasta el 31 de diciembre de 2010 puede resultar exigente para las agrupaciones de instalaciones, pero considera necesaria y urgente esta medida para que el operador del sistema pueda operarlo de forma segura. Por otra parte, este requerimiento es facilitado porque la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas que resultan obligadas cuentan actualmente con equipos de transmisión a distancia de la información en tiempo real.

2. La obligación de todas las instalaciones o agrupaciones de potencia superior a 1 MW de enviar telemidas al operador del sistema.

La CNE comparte la medida y considera que se debe completar el texto para indicar que este envío debe hacerse en tiempo real, de forma individual o en su caso agregada, y que debe ser enviada por los titulares, o en su caso, por sus representantes. Sin perjuicio de lo anterior, el plazo de adaptación establecido en la propuesta de RD hasta el 31 de diciembre de 2010 podría resultar inviable, ya que se obliga a “todas” las instalaciones y agrupaciones de potencia superior a 1 MW, por lo que se propone la ampliación del plazo de adaptación para enviar telemidas hasta el 30 de junio de 2011.

3. La obligación existente de las instalaciones eólicas de soportar huecos de tensión, ahora se amplía a las instalaciones fotovoltaicas y agrupaciones de potencia superior a 2 MW.

En el caso de las eólicas se amplía el periodo de adaptación en un año, hasta el 31 de diciembre de 2010 (nueve meses más en las islas). Asimismo, en tanto no se desarrolle el procedimiento de operación para la fotovoltaica, se obliga a esta tecnología a que cumpla lo previsto en el PO 12.3 de la eólica, siendo obligatorio para las instalaciones nuevas a partir del 31 de diciembre de 2010 y para las existentes a partir del 1 de octubre de 2011.

Ya que se prevé su modificación para adaptarlo a esa tecnología, la CNE considera que no se debe obligar a las instalaciones fotovoltaicas (ni nuevas

ni existentes) a cumplir el PO 12.3 de la eólica, por las inversiones que se precisan. Por otra parte, los plazos de adaptación son muy exigentes, considerando los que ha tenido la tecnología eólica. Se propone por tanto que primero se elabore el correspondiente procedimiento de operación de la tecnología fotovoltaica, y que se establezca un plazo de aplicación suficiente, por ejemplo de seis meses y un año desde su aprobación para las instalaciones fotovoltaicas nuevas y existentes, respectivamente.

4. Nuevos requerimientos para el control de la energía reactiva (control de tensión). Se establece un rango obligatorio, con penalización del 3% y sin remunerar y un rango voluntario con un incentivo del 4% (para un factor de potencia próximo a la unidad). El incumplimiento de una hora penalizaría las 24 horas del día.

La regulación vigente del RD 661/2007 establece un sistema de bonificaciones y penalizaciones para el control del factor de potencia con diferentes consignas según el periodo horario del día<sup>5</sup>. Esta regulación originó inversiones a las instalaciones, y ahora se propone modificar las consignas en un rango inferior al anterior (de 0,95 a 0,98), disminuyendo las bonificaciones, lo que es coherente con la menor pérdida de energía activa que al final es el producto por el que perciben las instalaciones la prima o la tarifa regulada.

Por otra parte, el operador del sistema está trabajando conjuntamente con las asociaciones y titulares en la elaboración de una propuesta de modificación del procedimiento de operación P.O. 12.2 vigente, en la que se contemple que la generación de régimen especial disponga de capacidad de mantenimiento de consignas de tensión a través de sus recursos de potencia reactiva. En consecuencia, se considera conveniente que se contemple en este Artículo 29 la posibilidad de que el régimen especial pueda participar también en este servicio, lo que debería quedar recogido en

---

<sup>5</sup> Se perciben retribuciones medias entre 0,35-0,40 c€/kWh.

la propuesta de RD. Por último, se considera también que se debería modificar la propuesta para que el incumplimiento de la consigna del factor de potencia en una hora penalice únicamente a esa hora y no las 24 horas del día, sin perjuicio de que se puedan incrementar las penalizaciones.

5. La necesidad de efectuar una prueba de funcionamiento de 100 horas para acreditar la potencia neta al objeto de admitir ofertas de servicios de ajuste potestativos.

Las instalaciones de generación en régimen especial cuando son calificadas como gestionables, pueden participar en los servicios de ajuste potestativos. Hasta el momento, se han realizado muy pocas pruebas de gestionabilidad, como requisito previo para acceder a la prestación de estos servicios. Sería deseable, desde el punto de vista de la operación del sistema contar con máxima potencia disponible para proporcionar estos servicios. Dado que la prima equivalente pudiera distorsionar la señal económica que dan estos mercados, se podría pensar en la posibilidad de imponer la realización de estas pruebas como requisito para la percepción de la primas, si en el futuro hubiese escasez de instalaciones que suministren estos servicios.

En la propuesta de RD se exige el mantenimiento de una potencia neta durante al menos 15 horas, en el caso las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, en las pequeñas con embalse, y por tanto gestionables, esta potencia generalmente no se puede mantener tanto tiempo. La CNE considera que se debería hacer una excepción en este caso, dado que un periodo de dos horas podría ser válido para la prestación de servicios de ajuste de este tipo de instalaciones.

## ***6.2 Mejoras que incorpora la propuesta de RD sobre la conexión y la gestión de la medida***

La propuesta de Real Decreto incluye una serie de modificaciones de la normativa de régimen especial compartidas con carácter general por esta Comisión que pretenden mejorar la gestión y calidad de las medidas de energía eléctrica:

1. Se debe contar con equipos de medida adecuados antes de que se produzca vertido a la red, lo que permitirá medir la energía en pruebas a efectos de su consideración y retribución.
2. Se considera opcional la instalación de un punto de medida en bornes de alternador, utilizable como comprobante..
3. Plazos para adaptar los puntos de medida del RPM: los que cambien de tipo 3 a tipos 1 o 2, se mantiene la fecha límite del 1.7.2012; los que cambien de tipo 4 a tipo 3, se reduce el plazo en un año, hasta el 1.7.2011. El resto de tipos, hasta 1.1.2015.

A juicio de esta Comisión, esta medida resulta adecuada, ya que al ser obligatoria la telemedida para los tipos 3 (excepto clientes) cabe esperar que mejoren los procesos de toma de medidas para la liquidación, generalmente de plantas fotovoltaicas, lo que adicionalmente resultaría beneficioso para los propios agentes.

No obstante, para los puntos de medida de clientes, que con la aprobación del nuevo Reglamento de puntos de medida de 2007 pasaron de ser tipo 4 a tipo 3 (los consumidores conectados en baja tensión con una potencia mayor de 50 kW) a juicio de esta Comisión debería mantenerse la fecha límite de 1.7.2012 por equidad con el resto de plazos de sustitución.

Respecto al artículo 2. Cuatro, que modifica el punto 6 de la Disposición Transitoria segunda del RD 1110/2007, esta Comisión considera que debería eliminarse, ya que deja abierta la posibilidad de que las instalaciones que en la actualidad no estén cumpliendo el Reglamento vigente del año 2007, y anteriores, incluso sin que su clasificación haya sido modificada, no tengan obligación de adecuar sus puntos de medida antes del 1 de enero de 2015.

4. Se establece la configuración de la cogeneración y de su consumidor asociado con instalaciones comunes de interconexión. Los consumos auxiliares de generación y los del consumidor asociado tendrán contratos de

acceso separados. La medida de producción y de consumo se afectará de los coeficientes de pérdidas pertinentes.

Esta última modificación está en línea con la propuesta de RD de acceso y conexión de la CNE. La cogeneración tiene por Ley el derecho a verter toda o parte de su producción. El primer supuesto, corresponde al denominado “todo-todo” mientras que el segundo, es aquél en el que se autoconsume y se vende la energía “excedentaria”. En estos momentos la regulación de la configuración de la medida impide el desarrollo del segundo supuesto en instalaciones nuevas, y la propuesta de RD subsana este problema. Además, esta medida supone un ahorro en infraestructuras eléctricas en la interconexión, una reducción de las pérdidas de energía y un incremento de la seguridad del suministro en el consumidor asociado. Es decir, cuando se opte por el “todo-todo” se percibirá prima por toda la energía neta generada y se pagará la tarifa de acceso por toda la energía consumida; y cuando se opte por el autoconsumo, únicamente se percibirá prima por la energía “excedentaria” y no se pagará el término variable de la tarifa de acceso, al no importarse energía de la red.

Por otra parte, se establece una separación entre el contrato de acceso para consumos auxiliares de generación y el del consumidor asociado. Pero no se especifica en la propuesta de RD, y por tanto se debería desarrollar el texto, para obligar a los titulares de instalaciones de generación que abonen la tarifa de acceso que les corresponda por sus consumos auxiliares, cuando éstos no sean neteados con la producción, en cuyo caso abonarían únicamente el término fijo de esta tarifa.

El abono de las tarifas de acceso correspondientes a los consumos auxiliares de generación, cuando no sean neteados con la producción, a juicio de la Comisión, no se debería circunscribir únicamente a la cogeneración, sino que debe abarcar a todas las instalaciones de producción ya sea en régimen especial o en régimen ordinario, lo que se podría establecer en una disposición adicional de la propuesta de RD que se informa.

5. Se define como “un único *punto de la red*”, a una subestación o a un centro de transformación.

Se modifica el RD 1578/2008 para definir lo que se denomina *un único punto de la red*, a efectos de limitación de la potencia que puede concurrir a una convocatoria, indicándose que un único punto corresponde a una subestación o un centro de transformación. La Comisión considera que debería matizarse el texto para aludir a las subestaciones o centros de transformación privados y excluir las subestaciones o centros de transformación de la red de transporte o distribución, ya que en el límite no podrían concurrir en una convocatoria instalaciones de una zona, cuando en ella existan ya instalaciones que sumen más de 10 MW en suelo ó 2 MW en techo conectados a la misma subestación de transporte o de distribución, lo que resulta restrictivo y discriminatorio.

### **6.3 Mejoras que incorpora la propuesta de RD sobre la retribución de las instalaciones**

En la propuesta de Real Decreto se incluyen una serie de modificaciones de la normativa de régimen especial que pretenden clarificar y mejorar determinados aspectos retributivos de la regulación del régimen especial. Estas modificaciones se pueden agrupar como de tipo general, y para los sectores solar termoeléctrico, eólico y fotovoltaico. A continuación se describen someramente estas modificaciones y se incluyen junto a ellas los comentarios de la CNE.

#### **A) General:**

Modificaciones relacionadas con la retribución de determinadas instalaciones propuestas en el RD:

1. Nueva definición de hibridación (mezclas de biomasa y/o residuos en instalaciones convencionales o de cogeneración -c4-, ó mezclas de biomasa en instalaciones solares termoeléctricas), que se amplía para incluir en las primeras a otros residuos -c2-.

2. Las instalaciones de tratamiento de residuos (purines y lodos) no tendrán derecho al complemento de eficiencia después del periodo transitorio (y se conviertan en cogeneración).

En este apartado se ha de indicar en primer lugar que se desconoce la bondad de la hibridación entre la biomasa y otros residuos –c2-, dado que no se ha aportado información al respecto. No obstante, para que la incorporación de la nueva hibridación sea efectiva, se deberá modificar asimismo el párrafo i) del apartado 2 del mismo artículo.

Por otra parte, se comparte que las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos, que hoy no pueden percibir complemento por eficiencia de acuerdo con el RD 661/2007 y la Guía Técnica para la medida de la eficiencia, continúen sin percibirlo cuando cambien su clasificación administrativa, dado que el calor aportado para el secado de los residuos no resulta económicamente justificable en los términos definidos en la Directiva 2004/08/CE, de fomento de la cogeneración.

## **B) Tecnologías solar termoeléctrica y eólica:**

Modificaciones relacionadas con la retribución de las instalaciones solares termoeléctricas y eólicas contenidas en la propuesta en el RD:

1. Limitación de horas de utilización con derecho a prima equivalente o prima de instalaciones solares termoeléctricas (limitación al almacenamiento) y en las instalaciones eólicas (al superar el sector la media de 2.350 horas, se establece un máximo de 2.589 horas). La CNE establecerá mediante Circular la metodología del cómputo de las horas y de la reliquidación.
2. Se suprime la venta de energía en el mercado de las instalaciones solares termoeléctricas durante el primer año de funcionamiento. Se reduce la prima eólica un 35% durante dos años para las instalaciones acogidas al RD 661/07.
3. Se suprimen las primas para instalaciones nuevas termosolares y eólicas de potencia > 50 MW. Se concede un plazo de dos meses para la ratificación



de las solicitudes de instalaciones renovables de potencia superior a 50 MW ya realizadas, eliminándose la ejecución de los avales, si se renuncia a su construcción.

4. Asimismo, se establece la devolución de avales de instalaciones solares termoeléctricas y eólicas preasignadas que no fueran a ejecutarse por renuncia expresa del promotor.
5. Se retrasan en dos y en un año las revisiones previstas del régimen económico en la normativa vigente, para que sean aplicables a las nuevas instalaciones solares termoeléctricas y eólicas, respectivamente, el 1 de enero de 2014 y el 1 de enero de 2013, también respectivamente, en lugar del 1 de enero de 2012,.
6. Régimen económico específico para instalaciones solares termoeléctricas innovadoras (hasta 80 MW adjudicados mediante concurso). Régimen económico específico para instalaciones eólicas experimentales (hasta 160 MW).
7. Convocatoria de preasignación adicional de hasta 300 MW de instalaciones eólicas con acta anterior al 1 de mayo de 2010.
8. Convocatoria de preasignación adicional de 600 MW de instalaciones eólicas en Canarias, cuya prima sería recogida en Presupuestos Generales del Estado.

Como ya se ha indicado, se considera que la estabilidad y la predictibilidad de los incentivos económicos (tarifas y primas) es un criterio básico de la regulación del régimen especial que debe ser preservado.

La Comisión ha valorado el **impacto económico** de las modificaciones retributivas contenidas en la propuesta de RD, estimando que éste es **muy limitado**. Por una parte, en el sector solar termoeléctrico la aplicación durante el primer año de funcionamiento de la tarifa, en lugar de la prima, (dado que la segunda es muy beneficiosa para el titular frente a la primera), puede suponer en el periodo de cuatro años, 2010-2013, un menor coste para el consumidor de unos 50 M€/año (sobre una retribución regulada media

prevista en 925 M€/año). Por otra parte, en el sector eólico, la reducción de las primas en un 35% respecto a la opción de tarifa puede suponer en el periodo de dos años, 2011 y 2012, un menor coste para el consumidor también de 50 M€/año (sobre una retribución regulada media prevista de 1.900 M€/año), dado que únicamente la medida afecta a un máximo de 3.000 MW, que se encuentran protegidos por un suelo retributivo en la opción de mercado.

Asimismo, los menores costes para el consumidor derivados de la limitación de las horas con prima también se intuyen muy limitados. Por una parte, no existen suficientes datos de funcionamiento real para evaluar el posible ahorro en la limitación de las horas primadas en el sector solar termoeléctrico. Por el contrario, en el sector eólico existen datos que indican que en los últimos siete años no se hubiera aplicado la limitación propuesta, y que en 2010, a pesar de ser un año muy ventoso, se estaría en el límite de aplicarla. Por último, la CNE supone que esta limitación se refiere a la eólica en tierra y no a la eólica marina, pero esto no queda claro en el texto de la propuesta de RD.

No obstante lo anterior, la CNE considera que no es eficiente la limitación de las horas de funcionamiento susceptibles de recibir prima equivalente o prima, según se recoge en la propuesta de Real Decreto con respecto a las instalaciones eólicas y solares termoeléctricas.

Sin embargo, y sin que se justifique ni técnica ni económicamente, **se conceden unas prorrogas** para la aplicación de las tarifas y primas vigentes a las nuevas instalaciones eólicas y solares termoeléctricas puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2012, lo que tendrá un impacto relevante en el coste soportado por el consumidor, además de contradecir lo establecido en el artículo 44.3 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y ser discriminatorio con el resto de tecnologías. Además, la redacción dada en el texto de la propuesta de RD modifica dicho artículo introduciendo inseguridad jurídica e indefinición en el resto de tecnologías. Por lo tanto, la Comisión entiende, por una parte que no procede conceder prórrogas injustificadas a las tecnologías eólica o solar termoeléctrica para la no aplicación de las nuevas tarifas y primas a partir de 2012, y por otra, considera que no se debe modificar el artículo 44.3 donde se recoge uno de los criterios más relevantes de la regulación vigente del régimen especial, en relación a la seguridad jurídica y la estabilidad del régimen económico.

Asimismo, se establece la devolución de avales de instalaciones solares termoeléctricas y eólicas preasignadas que no fueran a ejecutarse. La CNE considera que el cambio normativo para las instalaciones solares termoeléctricas y eólicas puede justificar la renuncia a la construcción de la instalación y la devolución de los avales, también considera que esta devolución debería extenderse a otras tecnologías en las que se produce este cambio.

Por otra parte, se establecen cupos adicionales en estos dos sectores, que no se sabe si corresponden al cumplimiento de los objetivos en 2010 o en 2020, que si bien pueden estar justificados en el desarrollo tecnológico de estas tecnologías, en la necesidad de legalizar determinadas instalaciones ya acabadas o en implementar el Plan Eólico Canario, no se ha considerado la ampliación de los objetivos que con carácter general se ha de realizar en todas las tecnologías renovables de cara al 2020, y obvia lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, que remite a una regulación posterior de los incentivos económicos aplicables a las tecnologías para las que hubieran quedado agotados sus correspondientes cupos (como son la solar termoeléctrica o la eólica). En este punto la CNE vuelve a recordar que una vez establecidos los objetivos globales para 2020, la regulación económica del régimen especial debe definir la nueva capacidad prevista para todas las tecnologías, junto a la regulación de los incentivos económicos aplicables.

Por último, se echa de menos en el sector eólico el establecimiento de medidas análogas a las que se acaban de tomar en el sector fotovoltaico respecto a la necesidad de que determinadas instalaciones para estar adscritas al RD436/04, y a su retribución, justifiquen que tenían construida y operativa la totalidad de la planta a la fecha en que se produjo el último cambio regulatorio, esto es el 31 de diciembre de 2007. A estos efectos se debe considerar el informe de inspección remitido por la CNE en su día al Ministerio.

En este sentido, la Comisión remitió al Ministerio con fecha 16 de junio de 2009 un informe sobre las inspecciones a los parques eólicos y centros de control que fueron puestos en marcha de forma impropia, al igual a como lo ha estado haciendo durante los dos últimos años con las instalaciones fotovoltaicas que han dado lugar a la publicación del Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto. En dicho informe se concluye la existencia de 787 MW correspondientes a 24 parques eólicos con irregularidades (de los 37

inspeccionados), y que deberían estar adscritos a efectos de retribución al RD 661/2007, en lugar de estarlo en la Disposición Transitoria primera de dicho Real Decreto, que les resulta más ventajoso. La CNE considera pues que se debería incluir en la propuesta de RD una regulación análoga al mencionado Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, pero adaptada a la tecnología eólica, considerando la fecha límite de cambio de regulación de 31.12.2007.

### **C) Tecnología fotovoltaica:**

Modificaciones relacionadas con la retribución de las instalaciones propuestas en el RD:

1. Se suprimen las tarifas fotovoltaicas a partir del año 25 de su vida útil.
2. La fotovoltaica en techo debe ir asociada a un punto de suministro de potencia contratada al menos el 25% de la potencia de la instalación. Se suprime la división Tipo I.1 (hasta 20 kW) y Tipo I.2 (superior a 20 kW). Se excluyen de las fotovoltaicas en techo las ubicadas en invernaderos y en balsas de riego
3. Reducción extraordinaria de la retribución de la fotovoltaica para la siguiente convocatoria:
  - i. Techo pequeñas: 5%
  - ii. Techo medianas: 25%
  - iii. Suelo: 45%

La primera de las mejoras se refiere a la supresión de las tarifas de las instalaciones **a partir del año 25** de su vida útil, lo que a juicio de la CNE parece coherente con la vida económica (amortización) y la retribución que ha recibido hasta entonces. Únicamente cabría especificar en el texto de la propuesta que a partir del año 25 se percibirá el precio del mercado, si la instalación continúa en funcionamiento.

La segunda se refiere a la fotovoltaica en techo (Tipo I), que debe ir **asociada a una potencia contratada de consumo** de al menos el 25% de la potencia de la instalación,

con el fin de racionalizar los tamaños de las instalaciones para obtener las ventajas de la producción distribuida, evitando las pérdidas de energía, minimizando las congestiones y evitando inversiones en las redes de distribución. La CNE no puede estar más de acuerdo con este objetivo, que ha sido propuesto por este Organismo ya desde el informe al que fuera RD 2818/1998. En este sentido se propone elevar el límite mínimo de la potencia contratada de consumo asociada a la instalación de producción al menos a un 50% de ésta. En este sentido, se debería recoger en el texto que en cómputo de la potencia contratada asociada se podrá considerar la suma de los puntos de suministro de la misma construcción.

Por otra parte, de acuerdo con el texto propuesto, se suprime la división Tipo I.1 (hasta 20 kW) y Tipo I.2 (superior a 20 kW), lo que no resulta coherente con el resto del Real Decreto 1578/2008, por lo que se sugiere se incorpore el párrafo correspondiente del mismo a la propuesta de modificación del artículo 3. Asimismo, se excluyen del Tipo I (fotovoltaicas en techo) las instalaciones ubicadas en invernaderos y en balsas de riego, lo que resulta coherente con el objetivo de fomentar la producción distribuida. Sin embargo, en la propuesta de RD se mantienen en el Tipo I las instalaciones situadas en las cubiertas de aparcamiento o de sombreado ubicadas en terreno urbano, lo que es discutible y discriminatorio respecto al mismo objetivo de fomento de la producción distribuida, por lo que se propone su supresión.

La tercera de las mejoras hace referencia a una **reducción extraordinaria de la retribución de las nuevas instalaciones fotovoltaicas** para la última convocatoria de 2010, justificada en la enorme demanda de instalaciones a inscribir en el preregistro, en la gran disminución de los costes y en el fomento del objetivo de la producción distribuida.

En el cuadro siguiente se presentan las principales magnitudes de los proyectos que se encuentran en estos momentos en lista de espera de ser inscritos en el preregistro.

***Proyectos fotovoltaicos en lista de espera en el preregistro***

	<b>Tipo I.1</b>	<b>Tipo I.2</b>	<b>Tipo II</b>
Nº proyectos	991	1.700	1.347
Potencia instalada en espera (MW)	23,26	337,35	1.465,06
Cupo Anual (MW) s. RD 1578/2008	26,70	240,30	133,00

Tipo I: techo y Tipo II: suelo

Fuente Preregistro

El RD 1578/2008 incluye un mecanismo automático de reducción anual de las tarifas de hasta un 10% cuando se completan con solicitudes los cupos de las cuatro convocatorias de cada año. Esto es lo que ha venido ocurriendo durante 2009 y 2010 con las instalaciones medianas situadas en techo (Tipo I.2) en general, y con las situadas en suelo (Tipo II). No obstante, la reducción de la retribución aplicada de un 10% anual se considera insuficiente a la luz de la demanda de instalaciones.

Esta es la razón por la que para las tecnologías con gran potencial de reducción de costes resulte improcedente el empleo de costes actuales en el cálculo de las tarifas futuras. Para fijar en 2010 las tarifas a aplicar en 2012, según el artículo 44.3 del Real Decreto

En este sentido, la CNE considera adecuada la reducción extraordinaria de las tarifas aplicables a las nuevas instalaciones que contiene la propuesta de Real Decreto.

En todo caso, se propone que las modificaciones que se comentan en el artículo 3 de la propuesta de RD, por transparencia y seguridad jurídica, puedan ser efectivas a partir de la primera convocatoria de 2011.

No obstante lo anterior, con la reducción de la tarifa que se acaba de describir a juicio de la CNE no se resuelve el problema de la gran acumulación de proyectos existentes en suelo. En estos momentos hay 1.347 proyectos en espera de ser preinscritos, con una potencia total de 1.465 MW, con lo que siguiendo el mecanismo de asignación de potencia vigente, el último proyecto de la lista no sería incluido en el preregistro hasta el cuarto trimestre de 2020.

A continuación se propone una regulación alternativa: la desaparición del preregistro en suelo y la utilización de mecanismos compatibles con el mercado, como es la convocatoria de subastas para captar a las plantas más eficientes aún no inscritas. Se propone por tanto que a partir de 2011 se adjudique mediante subasta la potencia prevista ese año, esto es, 133 MW, mediante la realización de una, o hasta cuatro subastas coincidentes con las cuatro convocatorias actuales. Mediante las subastas se obtendría una disminución de la retribución respecto a la situación actual cuyo límite se encuentra en los propios costes actuales de la tecnología.

Para realizar las subastas se propone el empleo del mecanismo de subastas en sobre cerrado, en la que los participantes realizan la mejor oferta asumible (es decir, la menor retribución que están dispuestos a aceptar) y la potencia del proyecto. El organizador de la subasta fija una cantidad objetivo (conocida por los participantes) y una retribución máxima (desconocida por los participantes), de modo que la cantidad adjudicada sería la cantidad de ofertas que aceptasen un precio menor que el precio máximo, hasta el límite de la subasta. Este sistema no garantiza que se agoten los cupos subastados, pero cada proyecto recibiría la retribución indicada en su oferta, por lo que el potencial de ahorro es mayor.

#### **6.4 Mejoras que incorpora la propuesta de RD sobre la tramitación administrativa**

Asimismo, en la propuesta de Real Decreto se incluyen una serie de modificaciones de la normativa de régimen especial que pretenden mejorar y facilitar la tramitación administrativa y la transparencia de su control.

Estas propuestas, compartidas en general por este Organismo, se refieren a:

1. Las instalaciones que pretendan cogerse al régimen especial deben tener equipos nuevos.

La introducción de este criterio tiene el inconveniente de que no se podrán aprovechar en las nuevas instalaciones de régimen especial los componentes de instalaciones de generación desahuciadas o de instalaciones industriales que se reconvierten en cogeneraciones, lo que por otra parte resulta coherente con los criterios para el establecimiento de las primas y las tarifas. Tiene la ventaja indirecta de impedir la reclasificación de instalaciones de régimen ordinario en régimen especial. Sin embargo este criterio puede ser difícil de aplicar, porque no siempre resulta evidente cuando un equipo debe ser considerado como nuevo. No obstante lo anterior, la CNE considera que se debe completar el texto de la propuesta para asociar este criterio exclusivamente a los equipos principales de generación.

2. Se modifica la regulación actual de la modificación sustancial que estaba condicionada a una inversión de al menos el 50% del coste de una planta nueva, por los siguientes criterios: en eólica, la sustitución de la turbinas y palas con potencias unitarias iguales o superiores; en cogeneración, la sustitución de determinados equipos principales, siempre que sean nuevos y se consiga una alta eficiencia; y en el resto de tecnologías, la sustitución de los equipos principales que defina el MITyC.

Alrededor del 30% de la potencia instalada en cogeneración cumplirá en el año 2010 los quince años de vida útil. Con objeto de mejorar la eficiencia energética en cogeneración, el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) incluía como medida a desarrollar un PLAN RENOVE de instalaciones existentes (sustitución de cogeneraciones existentes para adecuarse al proceso productivo y mejoras técnicas disponibles aumentando la eficiencia energética). No obstante, esta medida no ha sido suficientemente desarrollada.

Actualmente el artículo 4.3 del Real Decreto 661/2007 establece el concepto de modificación sustancial como aquella que realice sustituciones de los equipos principales (como las calderas, motores, turbinas, alternadores y transformadores) cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50% la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición. Esto supondría la aplicación de una nueva fecha de puesta en marcha de la instalación, con efectos sobre el régimen retributivo de la misma, según el capítulo IV del propio Real Decreto 661/2007.

Se considera que el concepto de modificación sustancial que implica el reinicio de la vida económica de una instalación existente que resulta remodelada es interesante para efectuar renovaciones de plantas o repotenciaciones. Sin embargo la CNE considera que este concepto podría regularse mediante dos vías alternativas:

- a) Manteniendo la vigente definición economicista, válida para instalaciones que cambian por ejemplo la mitad de los equipos



principales (turbinas eólicas, motores, etc) cuyo valor supera el 50% de una planta nueva. Esta definición prácticamente coincide con la Decisión 21 de diciembre de 2006 que desarrolla la Directiva 2004/8/CE.

- b) Introduciendo la nueva definición de la propuesta de RD, descriptiva de los equipos a cambiar y condicionada a la mejora de la eficiencia (cogeneración) o descriptiva (para el resto de tecnologías), pero según la CNE, condicionada al cambio de al menos la mitad de los equipos principales.
3. Presentación de las solicitudes mediante procedimientos telemáticos. Asimismo, se introduce la tramitación telemática para el registro de preasignación fotovoltaico.
  4. Se incluye en el Registro Administrativo de instalaciones en régimen especial el código CIL que utiliza la CNE para liquidar.
  5. No se podrán presentar solicitudes de forma conjunta al registro de preasignación para instalaciones que hubieren sido tramitadas de forma independiente en las CC.AA.
  6. Las solicitudes de instalaciones fotovoltaicas no consideradas en una convocatoria no entrarán automáticamente en la siguiente, salvo que se formule una nueva solicitud, comunicando que la documentación presentada sigue siendo válida.  
  
A juicio de la CNE lo anterior equivale a ratificar la validez de la documentación.
  7. Se exime la aportación de la licencia de obras para instalaciones pequeñas en techo.
  8. Se deroga el apartado 4 del anexo IV del RD 1578/2008, que se refiere a la recuperación del cupo de potencia de de proyectos asignados en una

convocatoria que finalmente deban ser cancelados por incumplimiento de plazos.

## **6.5 Otros aspectos de la propuesta de RD no compartidos por la CNE**

En la propuesta de Real Decreto que se informa se incluyen tres aspectos no compartidos por la CNE:

1. Mandato a la CNE en la DA 12ª de elaboración antes del 31 de julio de 2010 de propuesta de sistema de garantía de origen de la electricidad y de calefacción y refrigeración.

El primero de ellos se refiere al desarrollo de la Directiva de renovables en relación a la garantía de origen del sector de la calefacción y de la refrigeración, así como la modificación y adaptación del sistema de garantía de origen de la electricidad a la Directiva.

La Orden Ministerial ITC 1522/2007 establece un mecanismo de control del origen de la energía eléctrica a través de un sistema público de anotaciones en cuenta gestionado por la CNE. Por su parte la Orden ITC/2877/2008 establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, basado en un sistema de certificación, cuya gestión también está asignada a la CNE. Ambos sectores, eléctrico y de biocarburantes, junto con el sector de calefacción y refrigeración constituyen el ámbito de aplicación de la nueva Directiva de renovables, para el fomento de este tipo de las energías como fuentes primaria.

La Directiva, en su artículo 15, apartado 1, establece que *“los Estados miembros velarán por que el origen de la electricidad producida a partir de fuentes renovables pueda garantizarse”* para aportar información y *“certificar a los clientes finales el porcentaje o la cantidad de energía procedente de fuentes renovables”*.

Sin embargo, en apartado 2, en relación a la calefacción y la refrigeración establece que *“los Estados miembros podrán disponer que se expidan garantías de origen para satisfacer las solicitudes de productores de calor o frío a partir de fuentes renovables de*

*energía*". En este caso la Directiva, al contrario que en el primero, deja en manos de los Estados la posibilidad de establecer un procedimiento de estas características.

Las instalaciones de calor o frío se ubican fundamentalmente en edificios de los sectores residencial y de servicios, siendo relativamente pequeñas y dispersas, por lo que es muy complejo inventariarlas y obtener de información fiable y real. En estos casos no es posible trabajar con instalaciones existentes sino con muestras estadísticas y con instalaciones nuevas. Por otra parte, las garantías de origen, de acuerdo con el mencionado artículo de la Directiva, sirven para aportar información a los clientes finales, pero no para contabilizar el cumplimiento de los objetivos de planificación sobre renovables.

Por lo tanto, al tener que trabajar con muestras estadísticas y en tanto y en cuanto no exista un mercado desarrollado de servicios de calor y frío donde uno de sus atributos pudiera ser las fuentes de energía primaria que dan origen a estos servicios, la Comisión recomienda no implementar por el momento el sistema de garantías de origen del sector de calefacción y refrigeración, dado que únicamente serviría para incrementar la carga administrativa de los nuevos desarrollos urbanísticos, aparte de inexistencia de experiencia actual en este tipo de certificación en la UE, con excepción del Reino Unido.

En todo caso, en la futura revisión del Código Técnico de la Edificación (CTE) y del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) podría analizarse la conveniencia de este desarrollo.

Por todo ello, la Comisión considera que se debería modificar la Disposición adicional duodécima de la propuesta de Real Decreto para eliminar las referencias a las garantías de origen de las instalaciones de calor y frío, manteniendo las correspondientes a la electricidad, dando un plazo suficiente a la CNE para remitir la propuesta al MITyC, al menos hasta el 31 de octubre de 2010.

2. **Habilitación en la DA 13ª para celebrar un convenio entre la DGPEyM (MITyC) con la CNE para la gestión del registro administrativo de régimen especial.**

El **segundo** aspecto se refiere al establecimiento de un convenio de colaboración entre el MITyC y CNE para transmitir a este Organismo la gestión del registro administrativo de régimen especial. Se propone la supresión de la referida Disposición Adicional Decimotercera porque, por una parte, que tal y como ya se indica en la propia Memoria del Real Decreto, la competencia para la llevanza del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (donde deben inscribirse las Instalaciones de Producción en Régimen Especial, ex artículo 31 de la Ley 54/1997) corresponde, en exclusiva, al MITYC. La llevanza de este Registro corresponde al MITYC en virtud de lo dispuesto por el artículo 21.4 de la Ley 54/1997 y, por tanto, en virtud de la previsión establecida en el Proyecto no podría atribuirse esta competencia a la CNE - ni a ningún otro organismo - dado que la competencia es irrenunciable y debe ser ejercida por los órganos administrativos que la tengan atribuida como propia, salvo los casos de delegación o avocación. Por otra parte, en los términos recogidos por el artículo 8 de la Ley 30/1992, la formalización de convenios de colaboración, en ningún caso suponen, ni pueden suponer, la renuncia al ejercicio de las competencias propias de las Administraciones intervinientes.

Finalmente, debe significarse que, suprimida la Disposición del Proyecto de Real Decreto en los términos aquí propuestos, ello no impide que, al amparo de los artículos 3 y 4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, la CNE y el MITYC puedan celebrar todos aquellos Convenios de Colaboración que ambas partes puedan estimar pertinentes en aras del principio de cooperación y colaboración que debe regir sus relaciones y los criterios de eficiencia y servicio a los ciudadanos que rigen sus actuaciones, facilitándose la información que recíprocamente pudiera precisarse sobre la actividad que ambos organismos desarrollen en el ejercicio de sus propias competencias. En este mismo sentido baste recordar que la Disposición Adicional Undécima.4 de la Ley 34/1998 ya señala que la CNE tendrá acceso a los registros regulados por la legislación estatal en materia energética.

3. Restricciones en la DA 8ª a los cambios de titularidad y derechos de transmisión durante cuatro años.

Esta Comisión debe mostrar su disconformidad con la propuesta contenida en la Disposición Adicional Octava, que introduce determinadas restricciones a los cambios de titularidad y derechos de transmisión de las instalaciones de régimen especial, durante cuatro años.

En primer lugar, la referida propuesta supone una intervención administrativa sobre un derecho de propiedad, que no tiene encaje en ninguna norma de rango legal.

Cabe señalar, a este respecto, que el artículo 38 de la Constitución española consagra el principio de libertad de empresa en el marco de la economía de mercado ordenando a los poderes públicos garantizar y proteger su ejercicio, de acuerdo con las exigencias de la economía general y, en su caso, de la planificación. Y en línea con dicha previsión, la Ley del Sector Eléctrico configura la actividad de producción de energía eléctrica como una actividad libre.

La anterior reflexión se realiza desde la perspectiva de la limitación que la propuesta de Real Decreto pretende imponer sobre un derecho patrimonial como es la titularidad de una instalación y el derecho a su retribución.

Pero la norma también ha de ser objetada desde la perspectiva de la intervención administrativa que se pretende, al someter la transmisión de la titularidad y del derecho económico asociado, a la obtención de una autorización administrativa. A este respecto, cabe traer a colación el criterio mantenido por el Tribunal Superior de Justicia de las Comunidades Europeas en su sentencia de 18 de julio de 2007, que considera que la imposición de un régimen que somete a autorización previa la adquisición de participaciones en empresas que realicen actividades reguladas del sector de la energía, vulnera los principios de libertad de empresa y libre circulación de capitales, por considerarse que impone una restricción no justificada a dichos principios.

Por ello, la Comisión considera que se debe suprimir la Disposición adicional octava de la propuesta de Real Decreto.

## **6.6 Otras mejoras que propone la CNE y que no incorpora el RD**

En este epígrafe se introducen otras mejoras que no se encuentran contenidas en la propuesta de RD, que podrían ser incorporadas en el mismo bien dentro de su artículo 1, al referirse a mejoras adicionales del RD 661/2007, o bien como nuevas disposiciones nuevas:

### **A) Otras mejoras del RD 661/2007:**

1. Mejora de la definición del subgrupo b.7.2 del artículo 2.1 b) 7º sobre biogás, para que incorporar no solo la tecnología de la biodigestión sino también la gasificación o pirolisis. En la biodigestión se transforma en biogás en el mejor de los casos, un 45-50% de los carbonos contenidos en la materia orgánica tratada, mientras que en la gasificación se transforma entre el 70-99,9%, lo cual es más eficiente energéticamente. En consecuencia de lo anterior, se debería incorporar esta tecnología en el Anexo II del mismo RD.
2. Sustitución de la expresión “*precio equivalente al precio final horario del mercado*” de los artículos 14.2, 18d), 18e), 22.2 , 49,1, 50.1, DT 5ª del Real Decreto 661/2007 por “*precio del mercado*” dado que con la entrada en vigor de las liquidaciones de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos por parte de la CNE , la liquidación de la energía durante el periodo de pruebas o por determinados incumplimientos (adscripción a un centro de control, soportar huecos de tensión, de plazo, o del rendimiento eléctrico equivalente) no puede ser más que a precio del mercado.
3. Modificación de los artículos 16 y 20.3 del RD 661/2007 para clarificar que el contrato tipo establecido se ha de referir únicamente a la parte técnica y se debe suscribir entre el titular de la instalación de producción y la empresa transportista o distribuidora propietaria de la red a la que se conecta.
4. Restricciones para la adscripción en centros de control establecidos en el artículo 18 d) del RD 661/2007, cuando éstos pertenezcan a los operadores dominantes. La CNE considera que los titulares de los centros de control a los que hace referencia el artículo 18 d) del Real Decreto 661/2007, de 26 de mayo, cuando su

titularidad corresponda a un operador dominante, deberían tener las mismas restricciones respecto a terceros que las establecidas para la representación en el artículo 31.8 del mismo Real Decreto. Se trata de una propuesta que la CNE ha realizado en otras ocasiones, la última con ocasión de la mencionada Propuesta de Real Decreto de acceso y conexión.

5. Modificación del artículo 23.2 ii) del RD 661/2007 para incorporar la posibilidad de no considerar el límite del 50% a la incorporación de biomasa para la hibridación de este combustible en la tecnologías solar termoeléctrica condicionado a la no utilización de combustibles fósiles, lo que flexibiliza el diseño de las plantas y potencia la incorporación de biomasa.
6. Modificación del artículo 34.2 del RD 661/2007, para clarificar la normativa vigente en el sentido de que las instalaciones exentas del pago del coste de los desvíos son las que hubieren elegido la opción a) del artículo 24.1 y su potencia nominal no supere los 15 kW.
7. En el artículo 50.3 del Real Decreto 661/2007 se establece la revocación del derecho de aplicación del régimen económico del régimen especial para las instalaciones que no hubieren cumplido su rendimiento eléctrico equivalente una segunda vez durante la vida de la instalación. A juicio de la CNE esta medida puede resultar desproporcionada y lesiva para las instalaciones e industrias, sobretodo en una situación como la actual de crisis económica, y además, perjudicial para el sistema, por la pérdida de las ventajas asociadas a la producción distribuida. La Comisión considera que en la regulación vigente existen otras medidas que ponderan de forma más equilibrada las consecuencias del incumplimiento de no alcanzar el rendimiento mínimo, como son las recogidas en el propio artículo 50, en sus apartados 1 y 2, al establecer la eliminación de las primas en la parte de la electricidad que ha incumplido. Por lo tanto, se propone la eliminación del artículo 50.3 del Real Decreto 661/2007, manteniendo la remuneración indicada en los párrafos 1 y 2 del mismo los años en que no se alcance el rendimiento mínimo requerido. Esta medida es coherente con lo ya dispuesto en el Anexo IX del Real Decreto 661/2007 relativo a las instalaciones para climatización de edificios.

#### 8. Modificación del Anexo I del RD 661/2007.

- Se propone modificar la redacción del apartado 6 del Anexo I para que una instalación, que se identifica con un solo CIL, que use varios combustibles convencionales pueda calcular un solo rendimiento eléctrico equivalente como una media ponderada de las proporciones de combustible, que les sean técnicamente aplicables y que, de igual manera, el rendimiento mínimo exigido se obtenga también como media ponderada. Se justifica esta propuesta en que, salvaguardando de igual manera el valor del ahorro de energía primaria, permitiría el tratamiento informático general de las liquidaciones ya que, en este caso sería una sola liquidación que corresponde a un solo CIL.
- Se propone añadir un nuevo apartado 8 al Anexo I, para incorporar un criterio aclaratorio para el cálculo del calor útil en los secaderos. En el artículo 2 apartado 1.a. del RD 661/07 se define el calor útil (sólo es útil cuando satisface una demanda de calor económicamente justificable). Se debería establecer que cuando existe una cámara de mezcla previa al secadero, los calores a considerar como procedentes de la cogeneración son exclusivamente los provenientes del caudal de gases del motor o turbina y los provenientes del caudal de agua de refrigeración de la cogeneración.

#### 9. Modificación del Anexo XI del RD 661/2007.

- Primer párrafo del apartado 3 del Anexo XI: Prioridad de evacuación. Las Directivas de 2002 y 2009 de fomento de las energías renovables, y la Directiva de 2004 de fomento de la cogeneración establecen la prioridad de evacuación de estas energías, lo que en la regulación española del régimen especial se ha traducido como prioridad de despacho o de evacuación frente al resto de tecnologías. En el proceso de formación del programa final de funcionamiento existe la alternancia de secuencias de mercado que obtienen como resultados programas de funcionamiento y procesos de análisis de restricciones que analizan la viabilidad técnica consecuente. La más importante de ellas es la primera: mercado diario vs. análisis de restricciones. En este marco y desde el punto de vista teórico, sería posible



que un agente relevante con energías renovables y no renovables realizara ofertas en el mercado diario con programa reducido en la parte renovable, con la intención de elevar su precio, sabiendo que finalmente toda la energía renovable tendrá prioridad en el despacho. Para desincentivar este comportamiento, se debería establecer que dicha prioridad se refiere exclusivamente a los procesos de análisis de restricciones que suceden a los mercados diario e intradiarios, pero no en el tiempo real. Se trata de una propuesta que la CNE ha realizado en otras ocasiones, la última con ocasión de la mencionada Propuesta de Real Decreto de acceso y conexión.

- Tercer Párrafo del apartado 10 del Anexo XI: Protecciones de mínima frecuencia. Para mantener la seguridad del sistema en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares las protecciones de mínima frecuencia de las instalaciones de régimen especial deberían ser menos restrictivas para el sistema, permitiendo que las instalaciones se mantengan conectadas por hasta 47,5 Hz en la red, con una temporización de 3 segundos como mínimo, conforme al criterio manifestado por REE.

## **B) Propuesta de nuevas disposiciones adicionales en el RD que se informa:**

### **1. Imputación del coste de los desvíos independientemente de su sentido**

El modelo actual de precio dual de liquidación de desvíos, valora el desvío a precio de mercado, cuando acompaña el sentido de las energías de ajuste del sistema eléctrico (es decir, cuando el desvío de una unidad de generación coincide con el del sistema), y a precio de las energías de ajuste, cuando el desvío tiene sentido contrario (es decir, cuando el desvío de una unidad de generación tiene sentido contrario con el desvío del sistema). En definitiva, cuando el sentido del desvío (a subir /bajar) de un programa coincide con el sentido demandado por el operador del sistema no existe sobrecoste por este concepto.

Este modelo incentiva el ajuste del desvío en ambos sentidos para las unidades de generación gestionables, pues existirá un precio intermedio entre el mercado diario y el de las energías de ajuste, al que interese negociar en los mercados intradiarios

entre los agentes que se vayan a desviar a favor y los agentes que se vayan a desviar en contra del sistema. En el caso de tecnologías no gestionables, con el sistema actual un agente podría tener el incentivo a desplazar su previsión hacia el lado que le permita tener más probabilidad de acompañar el sentido de las energías de ajuste. Por tanto preferiría quedarse corto en su programa cuando el sentido esperado de los servicios de ajuste fuese a subir, de tal forma que sus desvíos queden en el sentido de las energías de ajuste del sistema. Y de forma análoga le interesaría quedarse largo cuando el sentido esperado de las energías de ajuste del sistema fuese a bajar.

Se considera que en el caso de las tecnologías no gestionables, el actual sistema de imputación del coste del desvío no incentiva suficientemente a estas tecnologías para ajustar progresivamente su programa, corrigiendo su posición en los sucesivos mercados intradiarios, dado que existe un componente de aleatoriedad que en determinadas ocasiones las exime del pago del coste del posible desvío.

Para evitar este efecto y para reforzar la calidad de la previsión de las energías renovables que minimizaría la potencia de reserva adicional que ha de programar el operador del sistema, se considera necesario que se establezca en una disposición adicional de la propuesta de RD que la liquidación de los desvíos a las unidades de programación respecto a la medida de energía real estará basado en el coste total del desvío y en el valor absoluto del mismo.

## 2. Incorporación de una sesión adicional en los mercados intradiarios

La regulación vigente obliga a las instalaciones de régimen especial a elaborar un programa de funcionamiento y como se ha comentado anteriormente las penaliza económicamente si no lo cumplen. Las previsiones de las energías no gestionables elaboradas generalmente por sus representantes, presentan una gran incertidumbre cuando se realizan lejos del tiempo real (con errores superiores al 30% en las ofertas de tecnología eólica), que sin embargo se reducen enormemente cuando nos acercamos al tiempo real y se computan de forma agregada (con errores actuales del 8%, cuando unos años atrás superaban el 12%). Mediante la participación de los representantes en los mercados intradiarios se minimizan estos errores.

Una posibilidad es incrementar en una sesión más los mercados intradiarios con el fin de disminuir el espacio de tiempo entre el cierre de cada mercado intradiario y la primera hora de programación. Se considera conveniente que se fije en una disposición adicional de la propuesta de RD el establecimiento de siete sesiones del mercado intradiario, lo que supone la introducción de una sesión más después de la sexta (y adelantando consecuentemente la quinta sesión en una hora), dado que es en estas sesiones donde aparecen actualmente los mayores espacios de tiempo desde que cierra el mercado hasta el tiempo real, y además corresponden a unos periodos de programación que coinciden con las horas punta del sistema.

### 3. Regulación para evitar arbitrajes en la fase II del proceso de resolución de restricciones técnicas

Dado que existen indicios de existencia de arbitrajes entre el mercado diario y la fase II (reequilibrio de generación-demanda) de restricciones técnicas del PBF, cabría plantearse una revisión del mecanismo de resolución de restricciones técnicas del PBF, con el fin de eliminar la necesidad de este reequilibrio. En este sentido, cabe plantear que la programación de las instalaciones se realizara siguiendo un mecanismo análogo al diseñado en la Propuesta de REE del Procedimiento de Operación para la contratación y Gestión de Reserva de Potencia Adicional en el Sistema. Es decir, en el proceso de restricciones cabe que el operador del sistema realizara únicamente la asignación de las necesidades de programación por restricciones, y dejara a los agentes que cumplieran con sus compromisos contraídos con él en las sesiones del mercado intradiario. De esta forma, el reequilibrio entre generación-demanda se alcanzaría en el mercado intradiario sin necesidad de mantener una fase específica para ello. Por lo tanto, se considera necesario que se establezca en una disposición adicional de la propuesta de RD que el operador del sistema realizara la asignación de las necesidades de programación por restricciones, para que los agentes asignados cumplan sus compromisos en las sesiones del mercado intradiario.

### 4. Establecimiento de criterios objetivos para la remisión a la CNE de la información económica de las actividades reguladas y habilitación a la CNE para su desarrollo

Las actividades reguladas (el transporte o la distribución) perciben una regulación regulada. Otras actividades, aunque liberalizadas, perciben también costes regulados (como la generación en régimen ordinario los sistemas insulares y extrapeninsulares o la generación en régimen especial). Para determinar los costes regulados se han de tener en cuenta en general los valores de los costes reales.

Periódicamente, se deben revisar los costes regulados en función nuevamente de los valores de los costes reales, con el fin de ajustarlos para el siguiente periodo regulatorio y traspasar parte de las ganancias de eficiencia a los consumidores. Dichos costes reales deben corresponder a costes convenientemente auditados.

Para mejorar la calidad de la información económica en manos del regulador, y evitar que los costes reales se obtengan a partir de procedimientos acordados entre la empresa de auditoría y la auditada carentes en muchos casos de transparencia y de objetividad, la CNE ha propuesto en determinados informes<sup>6</sup> al MITyC el establecimiento, con carácter previo, de los criterios básicos para obtener los costes reales auditados a partir del contenido mínimo de la documentación a preparar por la empresa propietaria de la instalación, incluyendo los criterios de imputación y desglose de los costes reales. Adicionalmente, la CNE considera necesario que se establecieran los procedimientos de revisión a seguir por parte del auditor, a efectos de evitar que la empresa y el auditor pudieran pactar otros distintos que limiten el alcance de la revisión.

Por lo tanto, se considera conveniente que en una disposición adicional de la propuesta de RD se habilite al MITyC para establecer la normativa necesaria para que para que los titulares de las instalaciones pertenecientes a las actividades reguladas o que tengan retribución regulada, puedan obtener y remitir la CNE sus costes reales de inversión y de operación, conforme a unos criterios básicos de imputación y desglose, así como los procedimientos de revisión a seguir por parte de los auditores de dicha información.

---

<sup>6</sup> Informe sobre valoración y propuesta de revisión de los valores unitarios del régimen retributivo de las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”, de fecha 2 de abril de 2009.

## 6.7 Erratas y otras mejoras de redacción

En la propuesta de RD que se informa se han advertido determinadas erratas y posibles mejoras en la redacción, que se relacionan en la tabla siguiente:

Disposición	Donde dice ...	Debe decir ...
Art. 1.Tres.6	de, al menos, la turbina y las palas, y	de, al menos, <del>la turbina</del> <b>el generador</b> y las palas, y
Art. 1.Tres.9	disposición transitoria primera o a la disposición transitoria segunda del presente	disposición transitoria primera <del>e a la disposición transitoria segunda</del> del presente
Art. 1.Cuatro	la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa	la percepción del <del>un precio equivalente al precio final horario</del> del mercado, en lugar de la tarifa
Art. 1.Cinco	la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa	la percepción del <del>un precio equivalente al precio final horario</del> del mercado, en lugar de la tarifa
Art. 1.Seis	apartado 4 del artículo 18 que	apartado 4 del artículo <del>18</del> <b>19</b> que
Art. 1.Siete	deberán contar, con anterioridad al comienzo del vertido de energía a la red, con	deberán contar, con anterioridad al comienzo del vertido de energía a la red <b>en periodo de pruebas</b> , con
Art. 1.Nueve	Cuando la instalación esté conectada	<b>Para éstas</b> , cuando la instalación esté conectada
Art. 1.Diez	que se utilice para la participación en el mercado	que se utilice para la participación en el <del>mercado</del> <b>los servicios de ajuste</b>
Art. 1.Once	En la tabla 2 del artículo 36	En la tabla <del>2</del> <b>3</b> del artículo 36
Art. 1.Dieciocho	Tipo de tecnología: <i>Cogeneración, fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, hidráulica, térmica, residuos, tratamiento de residuos</i>	Tipo de tecnología: <i>Cogeneración, fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, hidráulica, térmica, <b>biomasa</b>, residuos, tratamiento de residuos</i>
Art. 1.Dieciocho	<i>forestal, licores negros."</i>	<i>forestal, licores negros <b>y biomasa de residuos industriales no peligrosos."</b></i>
Art. 1.Veinte. 4	será remitido por el interesado a la Comisión Nacional de Energía. Ésta remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter mensual,	será remitido por el interesado al <b>operador del sistema</b> la Comisión Nacional de Energía. <b>Éstea</b> remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas <b>y a la Comisión Nacional de Energía</b> , con carácter mensual,

Art. 3. Uno	sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego	sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego, <b><u>y similares</u></b>
Art. 3. Nueve	Nueve. Se deroga el apartado 4 del anexo IV	Ocho Nueve. Se deroga el apartado 4 del anexo IV
DA 2ª.1	y la potencia nominal de la instalación en kW.	y la potencia nominal de la instalación en kW, <b><u>conforme al artículo 3 del Real Decreto 661/2007.</u></b>
DA 2ª.8	de cómputo de horas de funcionamiento	de cómputo de horas <b><u>equivalentes</u></b> de funcionamiento
DA 5ª.1	para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor del presente real decreto y el 31 de diciembre de 2012, se establecen como valores de prima, los	para el periodo comprendido entre <b><u>el día 1 del mes siguiente a</u></b> la fecha de entrada en vigor del presente real decreto y el 31 de diciembre de 2012, se establecen como valores de prima <b><u>de referencia</u></b> , los
DA 6ª.1	obtenido el acta de puesta en servicio provisional o definitiva con anterioridad	obtenido el acta de puesta en servicio <del>provisional</del> definitiva con anterioridad
DA 6ª.3	equivalente, se realizará desde la fecha de acta	equivalente, se realizará desde <b><u>el día 1 del mes siguiente a</u></b> la fecha de acta
DA 9ª.2	La liquidación en el despacho de generación de estas instalaciones en el Sistema Eléctrico Canario se realizará de acuerdo con lo previsto para las instalaciones de régimen ordinario	La liquidación en el despacho de generación de estas instalaciones en el Sistema Eléctrico Canario se realizará de acuerdo con lo previsto para las instalaciones de régimen <del>ordinario</del> especial en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo
DA 9ª.2	La diferencia entre el precio de la tarifa regulada que le corresponda, y el precio de liquidación del despacho, será considerado un extracoste de generación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares	La diferencia entre el precio de la tarifa regulada que le corresponda, y el precio de liquidación <b><u>del mercado diario peninsular excluido el coste de los desvíos</u></b> despacho, será considerado un extracoste de generación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares
DA 10ª.3 b)	reducida implantación en el mundo, y	reducida implantación en el mundo <b><u>en el momento de la solicitud</u></b> , y
DA 10ª.4	4. Para la valoración del carácter experimental en el procedimiento de concurso, a los efectos de asignación de un régimen económico específico al amparo de la presente disposición, se recabará informe del órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se ubique la instalación. Así mismo, se podrá recabar información de cuantos otros organismos considere oportuno, al objeto de salvaguardar lo	<del>4. Para la valoración del carácter experimental en el procedimiento de concurso, a los efectos de asignación de un régimen económico específico al amparo de la presente disposición, se recabará informe del órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se ubique la instalación. Así mismo, se podrá recabar información de cuantos otros organismos considere oportuno, al objeto de salvaguardar lo</del> <b><u>previsto en</u></b>

	previsto en los apartados 2 y 3.	los apartados 2 y 3.
DA 10 <sup>a</sup> 6	En el caso de las instalaciones a las que se refiere el apartado 2.b), éstas tendrán la consideración de instalaciones singulares para la tramitación de los procedimientos relacionados con el acceso y conexión, pudiendo tramitar dichos procedimientos sin la existencia de una definición completa de las características de detalle de los aerogeneradores asociados, que habrán de ser actualizados antes del inicio de la operación de los mismos.	<del>En el caso de las instalaciones a las que se refiere el apartado 2.b), éstas tendrán la consideración de instalaciones singulares para la tramitación de los procedimientos relacionados con el acceso y conexión, pudiendo tramitar dichos procedimientos sin la existencia de una definición completa de las características de detalle de los aerogeneradores asociados, que habrán de ser actualizados antes del inicio de la operación de los mismos.</del>
DA 12 <sup>a</sup>	Antes del 31 de julio de 2010, la	Antes del 31 de julio de 2010 <b><u>31 de octubre de 2010</u></b> , la
DF 1 <sup>a</sup>	y para modificar el contenido de los anexos	y para modificar el contenido de los anexos <b><u>III, V y XIII del Real Decreto 66172007, de 25 de mayo</u></b>

## 7 RESUMEN Y CONCLUSIONES

El Consejo de Administración de la CNE informa favorablemente la propuesta de Real Decreto del objeto, una vez sean tenidas en cuenta las propuestas recogidas en los epígrafes de consideraciones generales y particulares de este informe. A continuación se resumen las propuestas más importantes:

### A) Propuestas recogidas en el epígrafe “Consideraciones generales”:

- 1.- Se ha de definir la nueva capacidad de régimen especial prevista para el año 2020, por tecnologías, una vez que sean aprobados por Ley los objetivos generales.
- 2.- Conforme a la regulación económica vigente, durante 2010, se deben establecer las tarifas y primas aplicables a las nuevas instalaciones de régimen especial que sean puestas en marcha a partir de 2012. En el epígrafe 5.3 de este informe y en su Anexo I se ofrece información económica de las tecnologías tipo puestas en marcha durante 2008 y 2009 y se recoge una propuesta de retribución.

3.- Se considera adecuado profundizar en la mejora de los requerimientos técnicos, para la integración del régimen especial en el sistema eléctrico, en línea con gran parte del contenido de la propuesta de Real Decreto que se informa.

4.- Se debe establecer un nuevo Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica que afecte a las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial, incluyendo las de menor potencia, conforme a la propuesta efectuada por la CNE en abril de 2009, que junto a la memoria justificativa se adjunta como Anexo II a este informe.

5.- En línea con la propuesta de Real Decreto que se informa, se debe reforzar y mejorar el sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad, una vez que se cuenta con la experiencia de tres años de funcionamiento de este sistema.

#### B) Propuestas recogidas en el epígrafe “Consideraciones particulares”:

##### 1.- Mejoras de la propuesta de RD, para facilitar la operación del sistema:

- Ampliación del plazo para el envío de telemidas al operador del sistema por parte de las instalaciones de potencia superior a 1 MW hasta el 1.7.2011, y que dichas medidas puedan ser remitidas por el titular, o por su representante.
- Elaboración del correspondiente procedimiento de operación de la tecnología fotovoltaica para soportar huecos de tensión, y a continuación, que se establezca un plazo de aplicación suficiente.
- Modificación de la propuesta de Real Decreto en relación al complemento por energía reactiva, para que el incumplimiento de la consigna del factor de potencia en una hora penalice únicamente a esa hora, y no las 24 horas del día.

##### 2.- Mejoras que incorpora la propuesta de RD, sobre la conexión y la gestión de la medida:

- Eliminación del apartado Cuatro del artículo 2 de la propuesta de Real Decreto, porque deja abierta la posibilidad de que las instalaciones que en la actualidad no estén cumpliendo el Reglamento de Puntos de Medida vigente desde el año 2007,



no tengan la obligación de adecuar sus puntos de medida hasta el 1 de enero de 2015.

- Se considera adecuada la propuesta sobre el abono de las tarifas de acceso correspondientes a los consumos auxiliares de la cogeneración, cuando éstos no sean neteados con la producción. Sin embargo, a juicio de la Comisión, esta medida se debería extender a todas las instalaciones de producción en régimen especial, así como a todas las instalaciones de régimen ordinario, lo que se podría establecer en una disposición adicional de la propuesta de Real Decreto que se informa.

3.-Mejoras que incorpora la propuesta de Real Decreto, sobre la retribución de las instalaciones:

- No procede conceder prórrogas injustificadas y discriminatorias a las tecnologías la eólica o la solar termoeléctrica para la no aplicación de las nuevas primas y tarifas a las nuevas instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2012.

- Además, y como consecuencia de lo anterior, no se debe modificar el artículo 44.3 donde se recoge uno de los criterios más relevantes de la regulación vigente del régimen especial, en relación a la seguridad jurídica y la estabilidad de su régimen económico.

- La CNE considera que no es eficiente la limitación de las horas de funcionamiento susceptibles de recibir prima equivalente o prima, según se recoge en la propuesta de Real Decreto con respecto a las instalaciones eólicas y solares termoeléctricas.

- Se considera que se debería incluir en la propuesta de Real Decreto una regulación análoga a la contenida en el Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, pero adaptada a la tecnología eólica, considerando la fecha límite de cambio de regulación de 31.12.2007, y el informe de inspección remitido en su día por la CNE al Ministerio.

- En las instalaciones fotovoltaicas en techo se propone elevar el límite mínimo de la potencia contratada de consumo asociada a la instalación de producción en un

50% de ésta. En este sentido, se debería recoger en el texto que en cómputo de la potencia contratada asociada se podrá considerar la suma de los puntos de suministro de la misma construcción.

- Con respecto a la retribución de las nuevas instalaciones fotovoltaicas se considera adecuada la reducción extraordinaria de las tarifas propuesta por el Ministerio. No obstante lo anterior, para reducir la lista de espera de instalaciones para ser inscritas en el registro de preasignación, se propone una regulación alternativa: la desaparición del preregistro en la tecnología de suelo y la convocatoria de subastas trimestrales/anuales mediante el mecanismo de sobre cerrado.

- Se propone que todas las modificaciones que se incluyen en el artículo 3 de la propuesta de RD respecto a las nuevas instalaciones fotovoltaicas, por transparencia y seguridad jurídica, puedan ser efectivas a partir de la primera convocatoria de 2011.

4.- Mejoras que incorpora la propuesta de RD, sobre la tramitación administrativa de las instalaciones:

- Se considera que la figura de “modificación sustancial” se podría regular conjuntamente considerando las dos alternativas siguientes:

a) Manteniendo la vigente definición economicista, válida para instalaciones que cambian los equipos principales (turbinas eólicas, motores, etc) y cuando su valor supere el 50% de una planta nueva. Esta definición prácticamente coincide con la Decisión 21 de diciembre de 2006 que desarrolla la Directiva 2004/8/CE.

b) Introduciendo la nueva definición de la propuesta de RD, descriptiva de los equipos a cambiar y condicionada a la mejora de la eficiencia (cogeneración) o descriptiva (para el resto de tecnologías), pero condicionada al cambio de al menos la mitad de los equipos principales.

5.- Otros aspectos de la propuesta de RD no compartidos por la CNE, y para los que se propone su modificación, en el primer caso, y su desaparición, en los otros dos, son:

- Mandato a la CNE de elaboración antes del 31 de julio de 2010 de propuesta de sistema de garantía de origen de la electricidad y de calefacción y refrigeración. La Comisión considera que se debería modificar la DA 12ª de la propuesta de Real Decreto para eliminar de ella las referencias a las garantías de origen de las instalaciones de calor y frío, manteniendo las correspondientes a la electricidad, y dando un plazo suficiente a la CNE para remitir la propuesta al MITyC, al menos hasta el 31 de octubre de 2010.
- Convenio DGPEyM (MITyC) con CNE para la gestión del registro administrativo de régimen especial. La Comisión considera que se debería eliminar la DA 13ª de la propuesta de Real Decreto.
- Restricciones a los cambios de titularidad y derechos de transmisión durante cuatro años. La Comisión considera que se debería eliminar la DA 8ª de la propuesta de Real Decreto.

6.- Otras propuestas de la CNE que no están incorporadas en el RD que se informa, y que podrían considerarse como nuevas disposiciones adicionales:

- Restricciones para la adscripción a los centros de control establecidos en el artículo 18 d) del RD 661/2007, cuando éstos pertenezcan a los operadores dominantes.
- Eliminación del artículo 50.3 del Real Decreto 661/2007 que establece la revocación del derecho de aplicación del régimen económico del régimen especial para las instalaciones de cogeneración que no hubieren cumplido su rendimiento eléctrico equivalente una segunda vez durante la vida de la instalación.
- Imputación del coste de los desvíos del sistema, independientemente de su sentido.
- Incorporación de una sesión adicional en el mercado intradiario.



- Regulación específica para evitar arbitrajes en la fase II del proceso de resolución de restricciones técnicas.
- Establecimiento de criterios objetivos para la remisión a la CNE de la información económica de las actividades reguladas, y habilitación a la CNE para su desarrollo.

#### 7.- Erratas y otras mejoras de redacción