



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 3/2007 DE LA CNE RELATIVO 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**

14 de febrero de 2007

INDICE

1	OBJETO	2
2	PROCEDIMIENTO	2
3	ANTECEDENTES	3
4	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE REAL DECRETO.....	3
5	CONSIDERACIONES PREVIAS.....	10
5.1	Sobre el éxito de la regulación del régimen especial	10
5.2	Sobre la metodología de la CNE para la determinación del nivel retributivo.....	13
5.3	Sobre los criterios que deben inspirar la regulación del régimen especial	15
6	CONSIDERACIONES JURÍDICAS EN RELACIÓN A LA RETROACTIVIDAD DE LA PROPUESTA DE RD	17
7	CONSIDERACIONES GENERALES.....	20
7.1	Sobre el criterio de alcanzar los objetivos de planificación	20
7.2	Sobre el criterio de minimizar la incertidumbre regulatoria.....	23
7.3	Sobre el criterio de facilitar la operación del sistema eléctrico	29
7.4	Sobre el criterio de incentivar la participación en el mercado	35
8	CONSIDERACIONES PARTICULARES.....	37
8.1	El nuevo sistema de pagos de las tarifas, primas y complementos	37
8.2	Supresión del registro de potencia	38
8.3	Mejoras en la regulación de la cogeneración	41
8.4	La minihidráulica de régimen ordinario.....	44
8.5	El contrato con el distribuidor.	45
8.6	La conexión de terceros en las redes interiores propiedad de ADIF	46
8.7	La representación en el mercado.....	46
8.8	La hibridación de las instalaciones solares termoeléctricas	47
8.9	Un procedimiento simplificado para pequeñas instalaciones	47
8.10	La operación en los sistemas insulares y extrapeninsulares.....	47
8.11	Inclusión de la glicerina procedente de la producción de biodiesel.....	48
8.12	Aplicación del complemento de energía reactiva	48
8.13	Definición del índice de precios de gas natural de cogeneración.....	48
8.14	La biomasa o el biogas empleado en las instalaciones de ciclo combinado	48
8.15	Eliminación de la Disposición final tercera.	49
8.16	Redenominación o eliminación de la Disposición adicional segunda.....	49

8.17	Se han de simplificar los grupos tarifarios.....	49
8.18	Otros aspectos	50
9	CONSIDERACIÓN SOBRE LAS PROPUESTAS DE TARIFAS, PRIMAS E INCENTIVOS ECONÓMICOS.....	52
10	PROPUESTAS DE LA CNE	57
10.1	Primera propuesta.....	57
10.2	Segunda propuesta	57
10.3	Tercera propuesta	58
10.4	Cuarta propuesta.....	58
10.5	Quinta propuesta.....	58
10.6	Sexta propuesta	58
10.7	Séptima propuesta	59
10.8	Octava propuesta.....	59
10.9	Novena propuesta	59
10.10	Décima propuesta.....	59
10.11	Undécima propuesta.....	59
10.12	Duodécima propuesta.....	59
10.13	Decimotercera propuesta	59
10.14	Decimocuarta propuesta.....	60
10.15	Decimoquinta propuesta.....	60
10.16	Decimosexta propuesta	60
10.17	Decimoséptima propuesta	60
10.18	Decimooctava propuesta	60
10.19	Decimonovena propuesta.....	60
10.20	Vigésima propuesta.....	61
10.21	Vigésimo primera propuesta.....	61
11	CONCLUSIÓN.....	61
ANEXO I: Resumen de los comentarios de los miembros del Consejo Consultivo vertidos en la reunión de 20 de diciembre de 2006.....		
ANEXO II: Resumen de los comentarios de los miembros del Consejo Consultivo y de otros agentes que fueron remitidos por escrito.....		
ANEXO III: Cálculo de las rentabilidades de los distintos tipos de tecnologías a partir de los costes reales obtenidos por la CNE de su Circular 3/2005		



ANEXO IV: Coste para la tarifa eléctrica de la propuesta de Real Decreto y coste de las modificaciones propuestas por la CNE.....

INFORME 3/2007 DE LA CNE RELATIVO 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

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 febrero de 2007 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 regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario*”, remitido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con entrada en la Comisión Nacional de Energía el 29 de noviembre de 2006.

2 PROCEDIMIENTO

Con fecha 29 de noviembre de 2006 la Secretaría General de la Energía remitió a la CNE para informe preceptivo la propuesta de Real Decreto del objeto.

Con esa misma fecha, la CNE remitió a su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta para comentarios. En el anexo II se incluyen un resumen con los comentarios de los miembros de este Consejo recibidos por escrito, así como los enviados por otros agentes del sistema.

Con fecha 20 de diciembre de 2006 el citado Consejo Consultivo de Electricidad celebró una sesión para el análisis de la propuesta de Real Decreto. En el anexo I se incluye un resumen con los comentarios orales vertidos por los miembros de este Consejo.

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 22 de enero de 2004, la CNE aprobó su Informe 4/2004 a la “*Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*”, que dio lugar al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Con fecha 3 de junio de 2004, la CNE aprobó su Informe “*Sobre las modificaciones técnicas necesarias para hacer viable la aplicación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo*”, solicitado por el Secretario General de la Energía.

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*”.

Con fecha 23 de febrero de 2006, la CNE aprobó su Informe 5/2006 al “*Proyecto de Real Decreto de por el que se regula el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eólicas marinas*”.

Con fecha 16 de noviembre de 2006, la CNE aprobó su Informe 28/2006 a la “*Propuesta de Real Decreto sobre fomento de la cogeneración*”.

4 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE REAL DECRETO

El proyecto de Real Decreto cuenta con cuarenta y cuatro artículos, siete disposiciones adicionales, cinco disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, seis disposiciones finales y ocho Anexos.

Los artículos se agrupan en cuatro Capítulos:

- a) El primero, objeto y ámbito de aplicación, incluye las diferentes categorías y grupos del régimen especial. Se realiza una nueva definición de la cogeneración, aparecen

nuevos subgrupos en la biomasa, se posibilita la hibridación¹ en las energías renovables (empleo de varios tipos de energías renovables en la misma instalación), y desaparece el grupo de tratamiento y reducción de residuos. Asimismo, se elimina la necesidad de instalar un transformador para separar las plantas fotovoltaicas.

- b) El segundo contiene el procedimiento administrativo de adscripción en el régimen especial y el registro administrativo de las instalaciones, necesario para la aplicación de su régimen económico. Aparece la obligación para la CNE de aportar a IDAE la información sobre las instalaciones autorizadas. Se amplían los efectos económicos para la energía vertida en periodo de pruebas, que se valorará a tarifa regulada, cuando hasta ahora correspondía al 50 por ciento de la tarifa media o de referencia (TMR).
- c) El tercero trata de los derechos y obligaciones de los productores. Desaparece la referencia a las condiciones económicas que hasta ahora figuraban en el contrato con la empresa distribuidora. Este aspecto es consecuencia del cambio de filosofía sobre el sujeto que compra la energía a tarifa regulada y paga los incentivos económicos del régimen especial, que deja de ser el distribuidor para que sea el sistema eléctrico en su conjunto. Se crea un nuevo registro administrativo, el denominado registro de potencia, al que también se supedita la inscripción para la aplicación del régimen económico. Dicho registro se justifica por dos motivos: llevar el cómputo del grado de cumplimiento de los objetivos de planificación y racionalizar las autorizaciones de instalaciones mediante la exigencia de un aval del 2% de la inversión. En el registro se inscribirán de oficio las instalaciones existentes, cuando cuenten con inscripción definitiva en el registro de productores, y las nuevas, cuando se presente un aval del 2% del presupuesto en la Caja General de Depósitos, que será cancelado cuando obtengan la autorización administrativa por parte de las CC.AA. Adicionalmente se desarrolla la obligación de las instalaciones de potencia superior a 10 MW de estar adscritas a un centro de control, y se amplía ésta a instalaciones de menor potencia cuando alcanzan los

¹ Se denomina hibridación al uso conjunto de distintas fuentes de energía primaria en la misma instalación de generación de electricidad.

10 MW de forma agrupada en el mismo punto de conexión. También se impone a las instalaciones eólicas nuevas la obligación, hasta ahora voluntaria, de cumplimiento del procedimiento de operación de soportar los huecos de tensión.

d) El cuarto Capítulo es el referido al régimen económico.

1. Se mantienen las dos opciones de venta a tarifa o de venta al mercado.
2. Se fijan las tarifas y las primas para cada grupo/subgrupo, y en determinados subgrupos, por potencia, combustible y vida económica, todos ellos hasta alcanzar los objetivos de planificación.
3. Se suprimen los incentivos por participar en el mercado.
4. Se mantiene el complemento por energía reactiva, pero no el complemento para soportar huecos de tensión, requisito que se hace obligatorio para las instalaciones nuevas.
5. Se establece que al régimen especial le afectará con carácter general la normativa de mercado, pero se omite la mención de que en la opción de mercado le afectará en las mismas condiciones que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario. En esta línea, se establece que el régimen especial no participará en los mercados asociados a los servicios gestionados por el operador del sistema.
6. Se modifica el sistema de pago a los productores. La energía a tarifa la adquiere el sistema eléctrico, por medio del sistema de ofertas del OMEL (se sobreentiende que inicialmente las ofertas las gestionará el distribuidor, en calidad de representante, por lo menos hasta 2009). La CNE liquidará a los productores a tarifa la diferencia entre ésta y la liquidación de OMEL, así como los complementos y el sobre-coste regulado por los desvíos entre su programa y la energía real. También la CNE liquidará las primas y complementos en la opción de mercado.
7. Se sobreentiende también que todo el régimen especial (pequeño y grande) que vende su energía a tarifa debe realizar un programa, y que recibirá una

penalización por el desvío si su potencia es superior a 5 MW (salvo hidráulicas fluyentes, cuando superen los 10 MW), cuando éste sobrepase una tolerancia. El operador del sistema liquida el coste de los desvíos no imputados a los productores, que será considerado como un coste liquidable en las liquidaciones de la CNE.

8. Para las energías renovables que participan en el mercado se establece una prima variable en función del precio del mercado, lo que constituye un techo y un suelo (*cap and floor*) en su retribución.
9. Se crea un complemento por eficiencia para incentivar el ahorro de energía de la cogeneración por encima del mínimo requerido (REE), que no coincide con el ahorro de energía primaria (AEP) sobre la producción separada de calor y de electricidad definido en la Directiva de cogeneración. Se determina una tarifa y prima ajustada para instalaciones de cogeneración de más de diez años.
10. Se establece el sistema de actualización anual de los incentivos (con actualizaciones trimestrales para la cogeneración y los residuos, basadas en la variación del precio gas natural y el IPC, pero completadas con actualizaciones anuales no determinadas, y con actualizaciones anuales según el índice IPC-1 para las energías renovables). Adicionalmente, se establece la revisión cada cuatro años de todos los incentivos, no solo para instalaciones nuevas sino también, ahora, para existentes, comenzando en el año 2010.
11. Se fijan las primas para instalaciones de potencia superior a 50 MW, para renovables, salvo hidráulicas, (según la prima que corresponde a 50 MW), para residuos y cogeneración (según una función lineal que parte de la prima de 50 MW y alcanza la prima nula en 100 MW), y para la co-combustión, a fijar en cada caso particular.
12. Se establece la posibilidad de que las instalaciones minihidráulicas de régimen ordinario puedan pasar al régimen especial si realizan una inversión “suficiente”.

13. Se establece un procedimiento de autoliquidación anual del complemento de eficiencia de las cogeneraciones. Se determina que la CNE deberá inspeccionar anualmente el cumplimiento de los rendimientos mínimos de la cogeneración, en al menos un 10% de las plantas existentes.

Las siete Disposiciones Adicionales se refieren a:

- a) Garantía de potencia, que se elimina en las renovables no gestionables.
- b) Nuevas formas de contratación, como hasta ahora, sobre los contratos con comercializadores.
- c) Complemento para soportar huecos de tensión, para instalaciones existentes. Se amplía el periodo de percepción de cuatro a cinco años, cuando se demuestre el cumplimiento según un procedimiento de verificación que ha de establecerse.
- d) Instalaciones de potencia inferior a 50 MW no incluidas en el ámbito de este RD.
- e) Instalaciones acogidas a las DT 1ª y 2ª del RD 436/2004: pasan automáticamente al nuevo RD.
- f) El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) será ampliado en 2010 para el periodo 2011-2020.
- g) Acceso y conexión a red. Se hace referencia a la regulación general sobre el acceso y la conexión establecida en el RD 1955/2000, y al mismo tiempo se incluyen párrafos del artículo 21 y de la DT 3ª del RD 436/2004. Se establecen nuevos criterios adicionales:
 1. Se reitera el principio de inexistencia de reserva de capacidad para el acceso.
 2. En caso de restricciones, el régimen especial tiene preferencia de evacuación de energía sobre el régimen ordinario, y dentro de ese régimen, el no gestionable a partir de fuentes renovables.

3. El régimen especial renovable tiene preferencia en la conexión cuando concurren varias instalaciones para formalizar el contrato técnico de acceso, durante el plazo de 1 mes.
4. Interlocutor Único de Nudo para tramitar interconexiones compartidas.
5. El acceso a la red de distribución de instalaciones de potencia superior a 10 MW deberá contar con la aceptación del gestor de red de distribución, y además, con la aceptación del operador del sistema.
6. Para la conexión de las nuevas instalaciones, se precisa un nuevo informe técnico de verificación del gestor de red.
7. Los gastos de la conexión serán a cargo de la instalación de producción.
8. Se mantiene el límite de potencia de cortocircuito de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de septiembre de 1985.
9. Se reduce el límite de disparo por subfrecuencia a 48 Hz.

Las cinco Disposiciones Transitorias se refieren a:

- a) Periodo transitorio de 4 años (hasta 31.12.2010) para instalaciones acogidas al RD 436/2004, salvo para la categoría d) y el artículo 41 del RD 436/2004. El techo y el suelo se aplica a todas las instalaciones existentes.
- b) Periodo transitorio de 15 años para cada instalación acogida a la categoría d) del RD 436/2004, así como las que se pongan en marcha después de dos años de la vigencia del nuevo RD que totalicen un máximo de 67,5 MW.
- c) Cumplimiento del PO 12.3 huecos de tensión para instalaciones existentes: a) si pueden cumplirlo, tienen de plazo hasta el 1.1.2010; b) si no pueden, antes del 1.1.2009 presentarán una solicitud para quedar eximidas de su cumplimiento.
- d) Ampliación del plazo en seis meses para la adscripción a un centro del control.
- e) Mantenimiento transitorio del actual sistema de pagos a los productores a partir de los distribuidores. A partir de tres meses, será OMEL y la CNE las que liquiden la

energía, manteniéndose el distribuidor como representante en el mercado de los que venden a tarifa regulada. Esta función la realizará el distribuidor hasta el 1.1.2009.

Una Disposición Derogatoria única para derogar el Real Decreto 436/2004 y el art. 59 bis del RD 1955/2000, sobre avales a la red de transporte, y la Orden de 5 de septiembre de 1985.

Seis Disposiciones Finales sobre:

- a) Reglamento de puntos de medida, respecto a las fronteras con la red eléctrica, el encargado de la lectura, el responsable del punto de medida tipo 3 de régimen especial y los modos de conexión. Entre todo ello destaca la introducción de una nueva frontera “generación – consumidor”.
- b) Nuevas configuraciones de cálculo de la energía intercambiada en fronteras de régimen especial como consecuencia de la entrada en vigor del RD Ley 7/2006.
- c) Se mantiene la exención de exigir al régimen especial del pago de la banda de regulación secundaria.
- d) Carácter básico del Real Decreto.
- e) Desarrollo normativo y modificaciones de los anexos por el Ministro de Industria. Se habilita al Secretario General de Energía a modificar al alza los objetivos de planificación.
- f) Entrada en vigor el primer día del mes siguiente al de su publicación.

Por su parte, los ocho Anexos se refieren a:

- a) Anexo I: Rendimiento mínimo de la cogeneración o rendimiento eléctrico equivalente (REE), como en el RD 436/2004.
- b) Anexo II: Definición de las categorías de biomasa, con la imposición de unos rendimientos mínimos.
- c) Anexo III: Modelo de solicitud de inscripción en el registro administrativo.

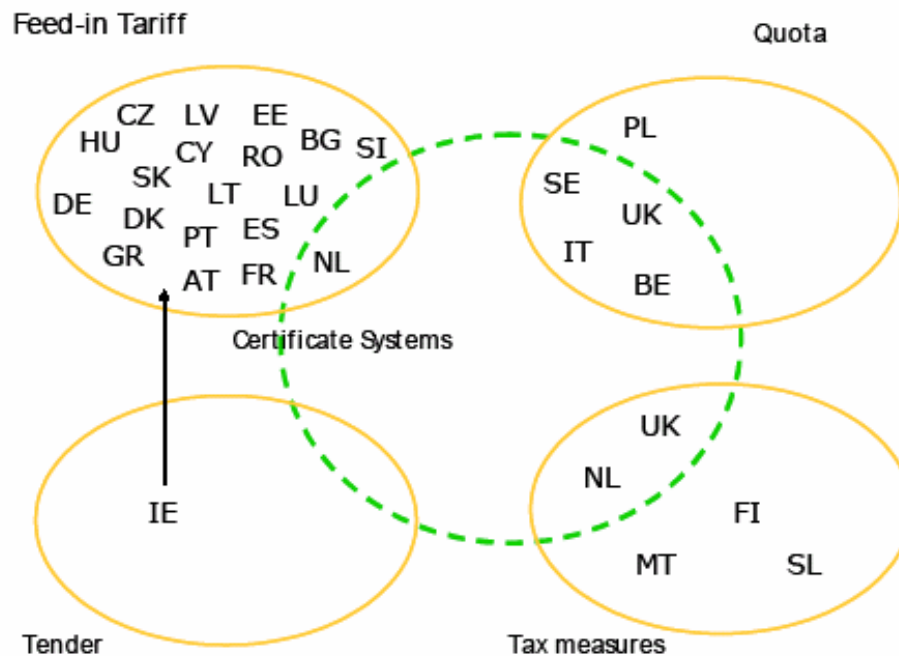
- d) Anexo IV: Modelo de información anual de funcionamiento a las CC.AA, que (erróneamente) copia el formato de información de los costes de generación establecido en la Circular 3/2005 de la CNE.
- e) Anexo V: Consignas para determinar el complemento por energía reactiva, como en el RD 436/2004.
- f) Anexo VI: Modelo de solicitud de la prima como instalación de co-combustión.
- g) Anexo VII: Fórmula de actualización de los incentivos de la cogeneración en función de índices de precios de los combustibles fósiles y del IPC.
- h) Anexo VIII: Modelo de solicitud de tarifa o prima del instalaciones del Grupo b.3).

5 CONSIDERACIONES PREVIAS

5.1 Sobre el éxito de la regulación del régimen especial

En la Directiva 2001/77/CE, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, al igual que en la Directiva 2004/8/CE, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, se deja libertad a los Estados miembros para que establezcan los sistemas económicos de apoyo para el fomento de estas energías, así como las normas técnicas y administrativas para la autorización de las instalaciones. En el gráfico 1, se señalan los cuatro sistemas utilizados en los distintos países de la UE para el fomento de las energías renovables:

Gráfico 1



Overview of renewable electricity support systems in EU-25 & BU, RO

Brussels, 7.12.2005
COM(2005) 627 final

Puede observarse que la mayoría de los países han elegido el sistema *“Feed-in Tariff”*, o de tarifa regulada, en el que el regulador fija la tarifa para la retribución de la energía eléctrica procedente de las fuentes renovables y el mercado determina la cantidad de energía eléctrica generada con estas fuentes. Un segundo sistema es el denominado de *“Quota”*, o de certificados verdes comercializables, en el que el regulador establece una cantidad o cuota obligatoria de energía renovable para un determinado agente, y un mercado secundario (de certificados) determina el sobreprecio de la energía generada con estas fuentes, por encima del precio del mercado convencional de energía. Además, en la UE se emplean los sistemas, de *“Tax measures”*, que penaliza mediante un impuesto a las energías convencionales para que internalicen sus costes ambientales, y de *“Tender”*, en el que se establece una subasta de capacidad renovable cuyo ganador percibe la retribución contenida en la oferta.

De acuerdo con la comunicación de la Comisión de la UE, de 7 de diciembre de 2005, sobre los sistemas para la promoción de energías renovables, el sistema de *“Feed-in Tariff”*, o de tarifa regulada, es el que se muestra globalmente como más efectivo y más eficiente, dados los elevados precios alcanzados en los sistemas de certificados y la

escasa implantación de nuevas instalaciones en el resto de sistemas. Y, en particular, la Comisión de la UE muestra cómo el sistema regulatorio español, con los precios y las potencias instaladas hasta el año 2004, resulta de los más efectivos y, al mismo tiempo, de los más eficientes.

Grafico 2

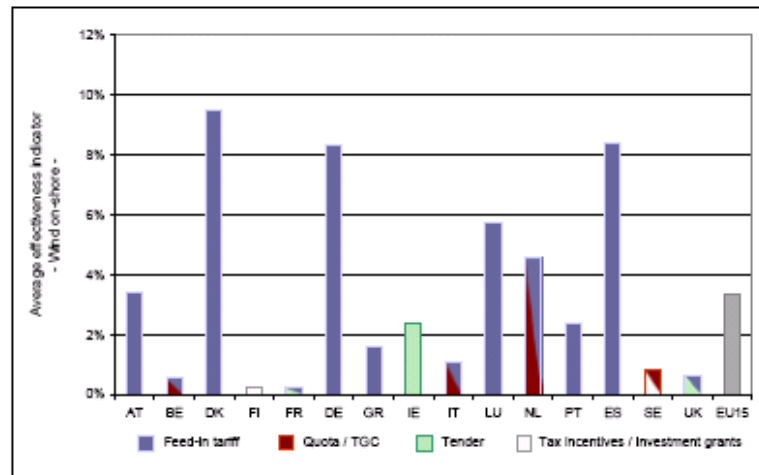


Figure 5: Effectiveness indicator for wind onshore electricity in the period 1998-2004. The relevant policy schemes during this period are shown in different colour codes.

En el gráfico 2 se muestra, por países, el resultado del indicador de efectividad utilizado en el mencionado informe para la tecnología eólica. España, junto a Alemania y Dinamarca, obtiene los valores más elevados.

Grafico 3

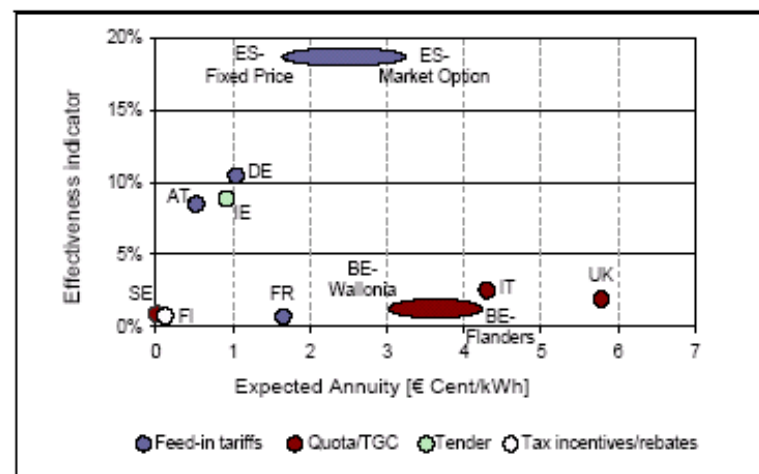


Figure 1: Historically observed efficiency of support: effectiveness indicator in relation to the expected annuity. WIND.

En el gráfico 3 se muestra la eficiencia del sistema utilizado en cada país, al relacionar la anualidad de la inversión esperada con la efectividad del sistema. Los países con sistemas más eficientes son los situados lo más próximo al eje de ordenadas y alejados del origen (a la izquierda y arriba), situándose nuevamente España y Alemania a la cabeza.

El éxito del sistema empleado en España ha conducido a un desarrollo muy importante de la energía eólica que ha colocado a nuestro país en el segundo lugar a nivel mundial en potencia instalada. Asimismo, es de destacar el desarrollo importante que se está produciendo en los últimos años en la energía fotovoltaica, que sitúa a la industria española también entre los líderes mundiales. Del mismo modo, han evolucionado bien las instalaciones que utilizan el biogás procedentes de los vertederos.

El resto de tecnologías renovables han tenido hasta el momento una evolución muy modesta. Por su parte, se ha venido observando un claro estancamiento en la cogeneración durante los últimos cinco años, ya que la redacción de la Ley 54/1997, anterior al Real Decreto Ley 7/2006, limitaba los incentivos a estas tecnologías.

Por lo tanto, con carácter previo, se considera que la propuesta de Real Decreto que se informa debe incidir fundamentalmente en la regulación de aquellas tecnologías en las que no se han obtenido los resultados esperados, manteniendo la regulación básica del resto de tecnologías, tratando, por ello, de realizar en ellas los mínimos cambios posibles.

5.2 Sobre la metodología de la CNE para la determinación del nivel retributivo

Con fecha 1 de abril de 2003, el Consejo de Administración de la CNE aprobó la “*Propuesta de metodología de revisión de primas y precios del régimen especial*”, que fue remitida al entonces Ministerio de Economía. Dicha propuesta se emitió como consecuencia de la incertidumbre regulatoria que existía en aquel momento respecto al nivel retributivo del régimen especial y a la actualización anual de primas y precios.

La metodología de la CNE trataba de aportar certidumbre y objetividad a la retribución del régimen especial, y consistía en determinar, para cada tecnología tipo, una retribución (coste reconocido) para calcular a partir de ella las tarifas y primas:

$$\text{Retribución} = A + B + C \quad (\text{c€/kWh})$$

Con lo que las tarifas y primas se determinan como:

- a) Retribución de la Opción a tarifa = A+B
- b) Retribución de la Opción de mercado: (A+B)+C= (Tarifa)+Incentivo =
= (Precio del mercado + Prima)+Incentivo

Siendo:

1. El parámetro A es el coste de producción que se ha de considerar para que las inversiones realizadas alcancen una rentabilidad razonable, teniendo en cuenta las características de cada tecnología tipo. Se determina el ingreso necesario para que la inversión considerada en cada proyecto tipo obtenga una *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* (TIR). La información económica básica para cada tecnología tipo es la relativa a la inversión y a los costes e ingresos de explotación medios de las instalaciones reales puestas en marcha durante el periodo anterior. Esta información se completa con las características técnicas medias. En definitiva, la información básica es la siguiente:

- Horas de utilización.
- Rendimiento energético.
- Vida económica del proyecto y periodo de amortización de la inversión.
- Coste de la inversión unitaria y, en su caso, subvenciones.
- Impuesto de sociedades y, en su caso, deducciones vigentes.
- Ayudas del Plan de Fomento y de las CC.AA.
- Costes de explotación: combustible, operación y mantenimiento, seguros, cánones (por el uso del terreno o de un caudal) y otros.
- Ingresos de explotación distintos de la venta de energía eléctrica al sistema: ventas de energía eléctrica por autoconsumo en la industria asociada, ventas de energía térmica a esa misma industria, ventas de subproductos (orujo, residuo seco, fertilizante, etc), cánones por la valorización energética o reducción de residuos, y en su caso, ingresos por derechos de emisión o por la venta de certificados verdes.

2. El parámetro B es el ingreso adicional que debe añadirse al coste de producción A, con el fin de alcanzar el objetivo de planificación, lo que incrementa la TIR del proyecto. Se determina para cada tecnología como un valor proporcional de la diferencia entre:
- La cantidad objetivo de potencia instalada establecida en la planificación.
 - La cantidad tendencial de la potencia instalada actual.
3. El parámetro C es el ingreso adicional que pretende incentivar la mejora de la incidencia de una tecnología en la gestión técnica del sistema en los aspectos en los que no existe una remuneración explícita² y por la participación en el mercado. Se considera que la metodología de la CNE es válida para determinar la rentabilidad de las inversiones, por lo que es utilizada en este informe a efectos de evaluar las tarifas, primas y límites contenidos en la propuesta de Real Decreto.

5.3 Sobre los criterios que deben inspirar la regulación del régimen especial

La Ley del Sector Eléctrico señala que los costes de los impactos ambientales no están totalmente incorporados en los precios de la electricidad, por lo que en su artículo 20.2 determina la necesidad de “... *integrar progresivamente los criterios de preservación del entorno en los procesos de decisión económica de las empresas...*”. Asimismo, en su exposición de motivos menciona al régimen especial entre los mecanismos necesarios para “*compatibilizar la liberalización de la producción de electricidad y los objetivos de eficiencia energética y de protección del medio ambiente*”.

Con este propósito, a continuación se describen los criterios fundamentales que deben inspirar, a juicio de la CNE, la regulación jurídica y económica de la producción de electricidad en régimen especial, y que se encuentran en la mencionada “*Propuesta de metodología de las primas y precios del régimen especial*” de 1 de abril de 2003.

- a) **Alcanzar los objetivos de planificación.** 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 el objetivo anterior equivale para el sector eléctrico a

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

suministrar con energías renovables el 29,4 % de la demanda de electricidad en 2010. Se considera que los incentivos económicos son fundamentales para el fomento de las distintas tecnologías, siempre que éstos sean suficientes para el desarrollo de las inversiones. En determinados casos se justifican incentivos diferenciados que lleven a rentabilidades superiores, para que se puedan alcanzar los objetivos establecidos en la planificación. Dichos incentivos económicos, en un marco regulatorio liberalizado como el que corresponde a la actividad de producción de electricidad, constituyen un importante instrumento de política energética y ambiental.

- b) **Minimizar la incertidumbre regulatoria.** La CNE entiende que la transparencia y la predictibilidad en el futuro de los incentivos económicos reducen la incertidumbre regulatoria, lo que incentiva las inversiones en nueva capacidad y minimiza el coste de financiación de los proyectos, reduciéndose el coste final para el consumidor. La regulación ha de ofrecer garantías suficientes para conseguir que los incentivos económicos sean estables y predecibles durante toda la vida de la instalación, fijando en su caso, tanto mecanismos transparentes de actualización anual, asociados a la evolución de índices robustos (como la tarifa media o de referencia, el IPC, los bonos a diez años, etc), como revisiones periódicas, por ejemplo, cada cuatro años, que únicamente afecten a las nuevas instalaciones, en cuanto a los costes de inversión, pudiendo afectar la reducción de los costes de operación también a las instalaciones existentes.
- c) **Facilitar la operación del sistema.** El sistema eléctrico español debe ser explotado como un sistema aislado, dada la escasa capacidad de interconexión con Europa. En la medida en que la penetración de instalaciones de régimen especial se incrementa, la seguridad del sistema puede verse afectada. Por ello, deben establecerse requisitos e incentivos que promuevan, en lo posible, la aportación de servicios complementarios y mejoras en la calidad de la energía producida en régimen especial, como es el suministro de programas de funcionamiento y su cumplimiento (dentro de unos determinados márgenes), la adscripción de instalaciones a centros de control, el establecimiento de incentivos y obligaciones para la provisión de servicios complementarios esenciales (como el

control de tensión o soportar huecos de tensión), así como la potestad de participar voluntariamente en otros servicios complementarios adicionales.

- d) **Incentivar la integración voluntaria en el mercado.** Con ello, el régimen especial convive con el régimen ordinario, considerándose cada vez menos especial. El incremento del número de agentes dinamiza el mercado, tanto el mayorista como el minorista (que se puede ver impulsado en el futuro, además, con el establecimiento del sistema de garantía de origen). En el mercado, se mejora la predicción de la energía eléctrica, porque la penalización por desvío es más fuerte y más eficiente. Además, la energía gestionable, que hoy representa aproximadamente el 45% del régimen especial, percibe una fuerte señal económica para modular su cesión de energía al sistema y proporcionar al operador del sistema servicios complementarios, lo cual es eficiente. Una ventaja añadida es que fuera de la opción de mercado, los mantenimientos de las instalaciones de generación se sitúan fuera de los periodos óptimos, dado que en las tarifas reguladas no existe diferenciación temporal.

6 CONSIDERACIONES JURÍDICAS EN RELACIÓN A LA RETROACTIVIDAD DE LA PROPUESTA DE RD

En la sesión del Consejo Consultivo de Electricidad celebrada el 20 de diciembre de 2006 se realizaron una serie de juicios críticos de índole o naturaleza jurídica que llevan a determinados miembros a formular un reproche de legalidad (y aún más, de constitucionalidad) respecto a la propuesta de Real Decreto, en particular, del régimen de vigencia temporal que prevé en relación con el nuevo régimen económico que pretende establecer.

Pues bien, la CNE ha de manifestar –sin perjuicio de expresar su debido respeto al criterio expuesto por dichos miembros- que no comparte el juicio que lleva a concluir que la norma proyectada incurre, tal y como viene redactada, en infracción constitucional (más precisamente, del artículo 9.3 CE), por lesionar el principio constitucional de seguridad jurídica y, en tanto que manifestación o concreción del mismo, el de protección de la confianza legítima.

Como ha puesto de manifiesto tanto la doctrina científica como jurisprudencial, en un Estado social y democrático de Derecho los principios de seguridad jurídica y de protección de la confianza legítima no pueden erigirse en obstáculos insalvables a la innovación del ordenamiento jurídico, ni pueden por ello ser utilizados como instrumentos petrificadores del Derecho vigente en un momento dado. Con otras palabras: el principio de seguridad jurídica no es un principio por definición antievolutivo o conservador, no significa que el ordenamiento sea resistente o inmune a su reforma. En este sentido, dichos principios no impiden la innovación dinámica del mismo, tampoco que las nuevas previsiones normativas puedan ser aplicadas pro futuro a situaciones preexistentes, pero que continúan a la entrada en vigor de las nuevas normas (es ésta la llamada retroactividad "impropia"), sino que sólo exigen que la innovación normativa -sobre todo si resulta brusca, imprevisible o inopinada- se lleve a cabo con ciertas garantías y cautelas (períodos transitorios de adaptación suficientes y, en su caso, medidas compensatorias) que amortigüen, moderen y minimicen en lo posible la defraudación de expectativas generadas por la normativa anterior.

Dejando al margen el juicio de oportunidad sobre el acierto de la medida desde el punto de vista regulatorio, lo único que cabe discutir en derecho desde la óptica de los principios de seguridad jurídica y de protección de la confianza legítima es si los elementos de amortiguación que prevé el Real Decreto proyectado (en particular, el régimen transitorio, o en su caso, las medidas compensatorias) resultan o no adecuados y suficientes.

En España, la retribución de la producción eléctrica en régimen especial ha sido tradicionalmente muy cambiante, lo que ha provocado, en opinión de los inversores, incertidumbre regulatoria, y en definitiva, inseguridad jurídica.

El Real Decreto 436/2004 pretende erigirse en una legislación con voluntad de permanencia –garante de una muy conveniente certidumbre regulatoria- sin que necesariamente esto suponga petrificar la legislación.

Según el Real Decreto 436/2004, las tarifas, primas, incentivos y complementos que contribuyen a determinar la retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial (y consecuentemente la rentabilidad de las inversiones) se revisarán cada cuatro años a la vista de los resultados que se hayan producido, puestos en relación con los objetivos perseguidos. Adicionalmente, el artículo 40 de este Real Decreto señala que los

parámetros (tarifas, primas, incentivos y complementos) que deben ser utilizados para calcular la retribución de un activo productivo durante toda su vida útil deben ser aquellos que estén vigentes cuando tal activo se pone en funcionamiento. Dicho de otro modo, un activo productor de energía eléctrica en régimen especial instalado, por ejemplo en 2005, calculará su retribución durante toda su vida con los parámetros vigentes en 2005, sin perjuicio de su actualización anual.

La propuesta de Real Decreto objeto de este informe, que estará en vigor hasta finalizar 2010, está dotado de retroactividad, ya que pretende ser aplicado, no sólo a los activos productivos que se instalen desde su entrada en vigor, sino también a los ya instalados desde la promulgación del Real Decreto 436/2004.

El Consejo de Administración de la CNE considera que, si bien es difícil defender la petrificación de las normas, es necesario empeñarse en conseguir una suficiente seguridad jurídica, que haga desaparecer, en la medida de lo posible, la incertidumbre y el riesgo regulatorio; sólo de este modo puede haber inversión suficiente.

La doctrina constitucional admite que si se justifica suficientemente su necesidad, es posible dotar a una norma de retroactividad, siempre que, a cambio, se establezca un periodo transitorio adecuado y se compense a los inversores.

En opinión de la mayoría del Consejo de Administración de la CNE, no se ha justificado suficientemente la necesidad de dotar a la propuesta de Real Decreto de retroactividad, no resulta adecuado el periodo transitorio propuesto para pasar del actual sistema retributivo al establecido en el proyecto de Real Decreto, ni finalmente, se compensa suficientemente a los inversores de la menor retribución.

En definitiva, el Consejo de Administración de la CNE considera que el Real Decreto 436/2004 posee un valor de gran importancia, cual es la estabilidad regulatoria.

El Consejo de Administración de la CNE considera que, tal y como está definido el periodo transitorio, el proyecto de Real Decreto objeto de informe:

- (a) debe de entrar en vigor el 1 de enero de 2008; y

(b) de acuerdo con el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, el proyecto de Real Decreto objeto de análisis e informe no se aplicará a las instalaciones que estén en funcionamiento el 1 de enero de 2008.

7 CONSIDERACIONES GENERALES

A continuación se analiza la propuesta de Real Decreto desde el punto de vista de los cuatro criterios que a juicio de la CNE deben inspirar la regulación del régimen especial, realizándose, además, un análisis comparado con respecto a la regulación vigente:

7.1 Sobre el criterio de alcanzar los objetivos de planificación

En la revisión del Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) aprobado por el Gobierno en agosto de 2005 (y en el Plan de Acción de la E4) se ampliaron los objetivos de potencia instalada que habían sido fijados en 1998, para tratar de conseguir que el consumo de electricidad con estas energías en 2010 represente el 29,4%. En términos de potencia instalada, los objetivos en 2010 son:

Plan 1998 – 2010 (revisado en 2005)

- Biomasa y Biogas:	69 MW en 1998 ->	527 MW en 2006->	2.274 MW en 2010
- Eólica:	884 MW en 1998 ->	11.100 MW en 2006->	20.155 MW en 2010
- Solar: fotovoltaica	1 MW en 1998 ->	77 MW en 2006->	371 MW en 2010
termoeléctrica	0 MW en 1998 ->	0 MW en 2006->	500 MW en 2010
- Hydro < 50 MW:	1.249 MW en 1998 ->	1.740 MW en 2006->	2.200 MW en 2010
- Residuos Sol. Urb:	104 en 1998 ->	261MW en 2006->	261 MW en 2010
- Cogeneración:	3.674 MW en 1998 ->	5.869 MW en 2006->	7.500 MW en 2010

Como se puede observar, los mayores esfuerzos de la nueva regulación deberían ir encaminados hacia las energías y tecnologías menos desarrolladas respecto a los objetivos de planificación: biomasa y biogás, solar (fotovoltaica y termoeléctrica) y cogeneración.

De acuerdo con la metodología de la CNE, en un marco liberalizado como el de la generación de electricidad, los incentivos económicos constituyen un buen instrumento de política energética y ambiental para tratar de alcanzar los objetivos de planificación. La graduación del nivel de dichos incentivos determinará la consecución de los objetivos. En la metodología de la CNE, los niveles retributivos diferenciales se cuantifican en el parámetro B, que mide el ingreso adicional al coste de producción A reconocido a una

determinada tecnología con el fin de tratar de alcanzar los objetivos de planificación, lo cual incrementa la rentabilidad de los proyectos.

En la propuesta de Real Decreto que se informa, lejos de reducirse las tarifas, se proponen los siguientes incrementos de las mismas, por tecnologías:

<u>Incremento de la retribución a tarifa:</u>	
- Biomasa:	6%(res.ind.forest), 56% (res.agrícolas y forestales), 118% (cultivos energéticos)
- Biogas:	16% (biogas vertedero), 40% (biodigestión)
- Eólica:	6%
- Solar:	fotovoltaica 0%(< 0,1 MW) y 82% (0,1-10 MW) termoeléctrica 17%
- Hydro < 50 MW:	0%
- Residuos Sol. Urb:	0%
- Cogeneracion:	1-10 MW: 26% (gas natural), 57% (gasóleo y GLP), 43% (fuel oil) 10-25 MW: 74% (gas natural), 121% (gasóleo y GLP), 101% (fuel oil) 25-50 MW: 81% (gas natural), 135% (gasóleo y GLP), 113% (fuel oil)

Los mayores esfuerzos van dirigidos efectivamente a la biomasa (cultivos energéticos, residuos de industrias forestales y residuos agrícolas y forestales), al biogás (de vertedero y de biodigestión), a la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica, y a la cogeneración.

Según el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, la CNE debe proponer los incentivos económicos que deben ser aplicados a las instalaciones que entren en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2008, y estos deben calcularse a partir de los *costes reales* de las instalaciones puestas en marcha desde la entrada en vigor del Real Decreto. A estos efectos, la CNE está habilitada para recopilar esta información económica, por lo que promulgó su Circular 3/2005.

Mediante esta Circular se han recopilado los costes de las instalaciones puestas en marcha en el periodo que abarca los años 2004, 2005 y primer semestre de 2006, por lo que es posible determinar la rentabilidad media de las tarifas y de las primas contenidas en la propuesta de Real Decreto para las tecnologías más desarrolladas durante este periodo, como son la energía eólica, fotovoltaica, minihidráulica, biogás de vertedero y cogeneración pequeña con gas natural. Fruto de esta determinación, que se incluye a continuación y de una forma más desarrollada en el anexo III, se han calculado rentabilidades generalmente superiores a las propuestas por el Ministerio para las tarifas reguladas (esto es, el 7%).

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA OPCIÓN DE VENTA A TARIFA REGULADA:

TECNOLOGÍA	RETRIBUCIÓN SIN COMPLEMENTOS	PROPUESTA DE RD	
		c€/kWh	TIR
Fotovoltaica fija < 100 kW (32 instalaciones)	Tarifa (1-25 años)	44,04	7,6%
Fotovoltaica con seguimiento < 100 kW (53 instalaciones)	Tarifa (1-25 años)	44,04	8,0%
Eólica < 5 MW (16 instalaciones)	Tarifa (1-5 años)	7,31	9,0%
	Tarifa (6-15 años)	7,31	
Eólica > 5 MW (137 instalaciones)	Tarifa (1-5 años)	7,31	8,2%
	Tarifa (6-15 años)	6,62	
Hidro < 10 MW (15 instalaciones)	Tarifa (1-15 años)	6,89	9,5%
	Tarifa (16-25 años)	6,13	
Hidro > 10 MW (2 instalaciones)	Tarifa (1-15 años)	6,89	9,7%
	Tarifa (16-25 años)	6,13	
Biogás vertedero (8 instalaciones)	Tarifa(1-15 años)	7,99	12,5%
Cogeneración gas nat. < 10 MW (25 instalaciones)	Tarifa (1-10 años)	7,72	7,0%
	Tarifa (11-15 años)	6,41	

Nota: En la tecnología fotovoltaica se ha solicitado información únicamente a una selección de las instalaciones puestas en marcha.

La CNE ha determinado la *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* (TIR) a partir de la tarifa regulada de la propuesta de Real Decreto y de los costes reales de las instalaciones puestas en marcha desde el año 2004. Asimismo, en el estudio se considera una vida útil de 15 años, en general, salvo en el caso de las instalaciones fotovoltaicas e hidráulicas donde se consideran 25 años. Por su parte, se considera la amortización de la inversión en 15 años, en general, salvo en el caso de las instalaciones fotovoltaicas e hidráulicas donde se consideran 20 y 25 años, respectivamente.

Por lo tanto, la valoración que realiza la CNE de la propuesta de Real Decreto respecto a este criterio es positiva, ya que, por una parte, se incrementa sustancialmente la retribución de las energías y tecnologías que se encuentran más alejadas de los objetivos de planificación (biomasa, biogás de biodigestión, solar fotovoltaica y termoeléctrica, y cogeneración) y, por otra, las rentabilidades calculadas para las tarifas reguladas de las energías y tecnologías que se han desarrollado en los últimos años (eólica, fotovoltaica, minihidráulica, biogás de vertedero y cogeneración pequeña con gas natural) superan en general el 7%.

7.2 Sobre el criterio de minimizar la incertidumbre regulatoria

a) La regulación del Real Decreto 436/2004

El artículo 40 del Real Decreto 436/2004 establece que los incentivos económicos (tarifas, primas, incentivos y complementos) se revisarán durante el año 2006, atendiendo, entre otros, a los costes de las distintas tecnologías y, a partir de entonces, se efectuará una nueva revisión cada cuatro años.

Los incentivos económicos revisados “*entrarán en vigor el 1 de enero del segundo año posterior al de revisión*” (es decir, el 1 de enero de 2008), y sólo afectarán a las nuevas instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a dicha fecha, “*sin retroactividad sobre las tarifas y primas anteriores.*”

Las revisiones también podrán efectuarse cuando se alcancen los objetivos de planificación.

Finalmente, en el Real Decreto se establecen unos incentivos económicos en forma de porcentajes de la tarifa media o de referencia (TMR) a lo largo de la vida útil de las instalaciones, por lo que la actualización anual de los incentivos económicos está asociada a dicho índice.

b) La estabilidad regulatoria

Las instalaciones de producción en régimen especial son intensivas en capital y tienen plazos de recuperación largos. El Real Decreto 436/2004 minimiza el riesgo regulatorio, otorgando estabilidad y predictibilidad a los incentivos económicos durante la vida útil de las instalaciones, al establecer un mecanismo transparente de actualización anual de los mismos, asociándolos a la evolución de un índice robusto como es la tarifa media o de referencia (TMR), y al eximir a las instalaciones existentes de la revisión cuatrianual, ya que los nuevos incentivos únicamente afectan a las nuevas instalaciones.

Los promotores que han invertido durante la vigencia del Real Decreto 436/2004 en instalaciones de producción en régimen especial lo han hecho en unas condiciones regulatorias de estabilidad, basada fundamentalmente en una tarifa regulada segura y predecible durante toda la vida útil de la instalación. Las garantías recogidas en el Real Decreto 436/2004 han permitido una financiación más barata, con menor coste de los proyectos y menor impacto en la tarifa eléctrica que finalmente paga el consumidor.

Por su parte el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, que, entre otros, modifica la Ley 54/1997 con el fin de permitir la transposición de la Directiva de fomento de la cogeneración, desvincula la variación de los incentivos económicos de la variación de la TMR, estableciendo la necesidad de desarrollar lo previsto en el mismo en el plazo de seis meses, y adoptar así un mecanismo de actualización asociado a otro u otros índices.

En la propuesta de Real Decreto que se informa, en cumplimiento del Real Decreto Ley 7/2006, se establecen dos mecanismos de actualización de las tarifas y primas, con índices igualmente robustos, en base a la variación del precio del gas natural y del índice de precios al consumo (IPC), aplicables a la actualización trimestral de los incentivos de la cogeneración, y del índice de precios al consumo menos un punto (IPC - 1) aplicable al resto de tecnologías (salvo el grupo c2, que se realizará como la cogeneración a.1.2), todo lo cual es positivo, ya que restaura las garantías sobre la actualización anual de las tarifas y primas, que habían quedado temporalmente indeterminadas.

Sin embargo, en dicha propuesta de Real Decreto se establecen revisiones que no cumplen con lo establecido en el referido artículo 40 del Real Decreto 436/2004, lo que genera incertidumbre regulatoria. En la propuesta de Real Decreto:

- a) Se establecen revisiones anuales adicionales para las tarifas y primas para la cogeneración tanto para la nueva potencia como para la existente, y además, sin que exista una metodología objetiva y definida para ello.
- b) Se establece un periodo transitorio de cuatro años (hasta el 31 de diciembre de 2010), para las instalaciones existentes que utilizan las energías renovables, a partir del cual se revisarán las tarifas y primas, y además, también, sin una metodología objetiva y definida.
- c) Se revisan las tarifas y primas para las nuevas instalaciones que entren en funcionamiento a partir de la entrada en vigor de la propuesta de Real Decreto, en lugar de que éstas sean aplicables a las nuevas instalaciones

que sean puestas en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2008, como se establece en su artículo 40.2.

Esta Comisión comparte lo manifestado por la mayor parte de los miembros de su Consejo Consultivo, en el sentido de que el nuevo Real Decreto no debe afectar a la retribución básica de las instalaciones existentes, y que las nuevas tarifas y primas que ahora se establezcan deberían ser de aplicación a partir del 1 de enero de 2008, todo ello conforme a lo dispuesto en el mencionado artículo 40 del Real Decreto 436/2004. De la misma forma, y para preservar la estabilidad regulatoria, la CNE considera que se deben mantener las primas a las instalaciones existentes de potencia superior a 50 MW, de acuerdo con el artículo 41 del Real Decreto 436/2004, durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha.

Por tanto, la valoración que la CNE realiza de la propuesta de Real Decreto respecto a este criterio debe ser negativa, por lo que recomienda el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, para que la aplicación de las nuevas tarifas y primas afecten únicamente a las instalaciones que sean puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008.

Por último, la CNE considera que las tarifas y primas vigentes en 2006 se deben actualizar para el año 2007 con los índices de actualización previstos en la propuesta de Real Decreto. En este sentido, si bien se consideran positivos los mecanismos de actualización trimestral para la cogeneración, y anual para el resto de tecnologías, se propone la eliminación de la actualización anual de los incentivos económicos de la cogeneración (ya que no se ha definido una metodología objetiva para ello), con lo que se seguiría aplicando el mecanismo de revisión trimestral, basado en la variación del precio del gas natural o índice que lo sustituya, y del índice de precios al consumo (IPC).

En definitiva, lo que la CNE propone es la estabilidad regulatoria para la recuperación de las inversiones, manteniendo las tarifas reguladas durante la vida útil de las instalaciones existentes (con un mecanismo de actualización anual transparente).

c) La retribución en la opción de mercado

Esta Comisión, al informar la propuesta del que luego sería el Real Decreto 436/2004 consideró que no estaba suficientemente completa la opción de mercado, ya que no se vinculaban las primas con el precio del mismo. En efecto, las primas del Real Decreto 436/2004 se determinaron como complemento que garantizara un nivel adecuado de retribución, sobre una previsión de los precios del mercado en el entorno de 36 €/MWh.

Sin embargo, la entrada en vigor del mercado de derechos de emisión, junto con el encarecimiento de los combustibles y la desaparición del mecanismo de CTC's, entre otros factores, elevaron el precio del mercado muy por encima de lo previsible

La propuesta de Real Decreto que ahora se informa, completa la regulación de la opción de mercado estableciendo unos niveles máximos y mínimos (un techo y un suelo) en la retribución, y coherentemente con la variación del precio del mercado, una adaptación de las primas. Con ello, el productor y el consumidor asumen el riesgo de precio del mercado en la mayor parte del tiempo, pero únicamente hasta un cierto nivel. Sobrepasado un determinado umbral, se elimina el riesgo, percibiéndose la retribución máxima y mínima establecida. El techo y el suelo equilibran los riesgos de precio, respectivamente, para consumidores y para productores.

Desde el punto de vista regulatorio, la retribución en mercado para una instalación debe ser la suficiente para que obtenga una rentabilidad adecuada al riesgo que asume, pero no debe ser excesiva, al depender de un coste regulado, como es la prima, lo cual justifica el establecimiento de un techo. Asimismo, la fijación de un suelo, aporta una mayor estabilidad al productor con respecto a la situación vigente, al protegerle de precios reducidos del mercado durante el tiempo que deba permanecer en él (hasta un año).

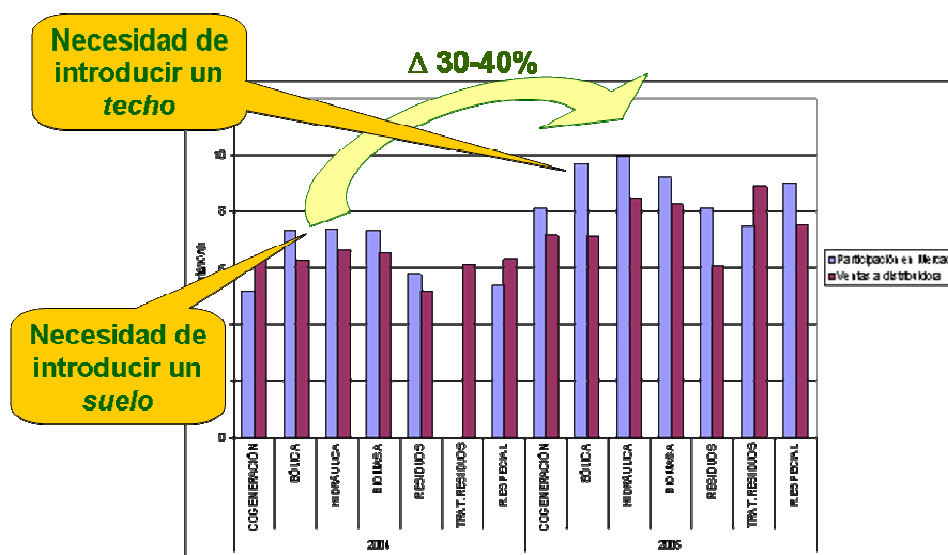
Por otra parte, la propuesta de Real Decreto establece el referido mecanismo del techo y el suelo para las instalaciones renovables, y la CNE considera que debería extenderse a todas las tecnologías puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008, ya sean instalaciones de cogeneración, renovables o de residuos, con el fin de completar la regulación de la opción de mercado.

La CNE propone introducir un techo y un suelo para la cogeneración y los residuos cuando estos participan en el mercado, en coherencia con su metodología donde la retribución en el mercado es la suma de la retribución a tarifa más el incentivo, y considerando que los precios del mercado no siempre siguen a la evolución de los combustibles fósiles líquidos y gaseosos, sino que esta evolución está condicionada por otros muchos factores.

Asimismo, la CNE propone que la revisión periódica de las primas (cada cuatro años), afecte a las nuevas instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008, con el fin de adaptar su retribución en el mercado a la evolución de los precios del mismo. El techo y el suelo no se deben revisar cada cuatro años, al estar indexados éstos a la tarifa regulada que tampoco se revisa.

En el gráfico 3 se observa la retribución media en los últimos años de las distintas tecnologías que han vendido la energía en el mercado y a tarifa regulada (aunque dentro de este grupo también se encuentran las instalaciones acogidas a la DT 2ª del Real Decreto 436/2004, que tenían su retribución indexada al precio del mercado). En él se puede observar la inferior retribución de 2004 respecto a la esperada (ya que el precio del mercado resultó inferior al precio de referencia), y la mayor retribución en 2005 (ya que el precio del mercado superó con creces el tomado inicialmente como referencia en la determinación de las primas aplicadas).

Gráfico 3



Por otra parte, señalar que el techo y el suelo, y las revisiones periódicas de las primas, son mecanismos que ya fueron propuestos por la CNE en diversas ocasiones, entre otras en los informes siguientes:

1. Informe “*Propuesta de metodología de las primas y precios del régimen especial*”, de 1 de abril de 2003, (págs. 23 y 53).
2. Informe 4/2004, de 22 de enero, a la “*Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*”, (págs. 29 y 46).
3. Informe “*Sobre las modificaciones técnicas necesarias para hacer viable la aplicación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo*”, 3 de junio de 2004, (ver pág 4).

Por último, en relación a la revisión de las primas de cada tecnología, se considera que éstas deben calcularse cuatrianualmente a partir de la mejor estimación que se tenga del precio del mercado organizado. Para ello, se deberá tener en cuenta el precio esperado de la electricidad en el mecanismo de mercado organizado a plazo. Este precio esperado del mercado organizado a plazo, podría obtenerse a partir de la cotización en el mercado a plazo de OMIP, o bien a partir del precio alcanzado en las subastas de la energía de distribución.

Los límites de techo y suelo deben estar calculados igualmente siguiendo esta referencia de forma que se establezcan simétricamente a ambos lados de la retribución reconocida en la opción de mercado, que como se verá en el apartado 6.4 la CNE propone sea determinada como suma del nivel retributivo de la tarifa regulada más el incentivo.

Adicionalmente, se debería mantener la propuesta del Ministerio para el cálculo del techo y del suelo, como una variación de dos puntos de rentabilidad, para aplicarlo respectivamente por encima y por debajo de la suma de la tarifa regulada más el incentivo económico, con lo que se garantiza el mantenimiento de la rentabilidad adecuada en la opción de mercado.

Además, debido a razones de transparencia, representatividad y coherencia con la determinación de las primas, la aplicación efectiva del techo y del suelo sobre la retribución de la instalación, deberá hacerse tomando en consideración un precio ponderado mensual del sistema, a partir de la media ponderada de los precios resultantes en los mercados organizados donde pueden participar los generadores (mercado a plazo de OMIP, el de las subastas de la energía de distribución, y asimismo, el mercado de corto plazo de OMEL), en lugar de hacerse sobre la base de un precio horario del mercado diario como el que figura en la propuesta de Real Decreto. Con ello, además se consiguen tres efectos que se consideran positivos:

- a) se produce una cierta convergencia hacia el coste marginal de largo plazo,
- b) se permite una posible capacidad de gestión a las instalaciones para tratar de modular la producción hacia las puntas del sistema, y
- c) se simplifica la facturación de la prima (evitándose que con carácter general afloren primas negativas o primas superiores a las establecidas, respectivamente, en las puntas y en los valles de demanda)

d) Valoración general

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía considera que el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, posee un valor de gran importancia, cual es la estabilidad regulatoria.

El Consejo de Administración de la CNE considera que, tal y como está definido el periodo transitorio, el proyecto de Real Decreto objeto de informe:

- (a) debe de entrar en vigor el 1 de enero de 2008; y
- (b) de acuerdo con el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, el proyecto de Real Decreto objeto de análisis e informe no se aplicará a las instalaciones que estén en funcionamiento el 1 de enero de 2008.

Además, la CNE considera que las tarifas y primas vigentes en 2006 se deben actualizar para el año 2007 con los índices de actualización previstos en la propuesta de Real Decreto.

Por lo tanto, la valoración que realiza la CNE de la propuesta de Real Decreto respecto a este criterio no puede ser positiva. Sin embargo la valoración si resulta positiva respecto a la regulación que se propone para completar la opción de mercado de las instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008 con la fijación de un techo y un suelo.

A juicio de la CNE los techos y los suelos aplicables a las instalaciones de energías renovables, deberían ser extendidos además a la cogeneración y a los residuos, al tiempo que cada cuatro años se revisan las primas. .

Adicionalmente, se considera que se deberían calcular el techo y el suelo, de forma que resultasen simétricos respecto a la retribución en el mercado (suma de la tarifa regulada más el incentivo económico), como una variación de dos puntos de rentabilidad por encima y por debajo de la rentabilidad prevista en el mercado, con lo que se garantiza el mantenimiento de la rentabilidad adecuada en la opción de mercado.

Este mecanismo otorga estabilidad a consumidores y a productores al equilibrar sus riesgos retributivos (el consumidor no va a pagar “de más” cuando los precios crezcan y el productor va a contar con un suelo en su opción de mercado).

7.3 Sobre el criterio de facilitar la operación del sistema eléctrico

a) Los mecanismos regulatorios de la propuesta de RD

Dado que el sistema peninsular español, por la escasez de capacidad de las interconexiones con la Europa continental, prácticamente constituye un sistema aislado, aunque de mayor tamaño que los sistemas insulares y extrapeninsulares, se hace más necesaria la introducción de una regulación complementaria, que trate de mejorar la

calidad de la energía producida por el régimen especial, con el fin de dotar de una mayor seguridad a la operación del sistema eléctrico.

La propuesta de Real Decreto mantiene algunos de los mecanismos vigentes en el Real Decreto 436/2004 y, en otros casos, los modifica. La propuesta contiene los siguientes mecanismos:

- a) Obligación de realizar programa de funcionamiento, y penalización por los desvíos entre el programa y la producción neta real:

1. Opción de venta a tarifa:

- Se establece que las instalaciones a tarifa vendan la energía al sistema a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, mediante la realización de ofertas sin precio.

- Se elimina la Disposición Transitoria, vigente hasta ahora, que ha eximido de la obligación de hacer programas a las energías renovables de potencia instalada superior a 10 MW, reduciéndose con carácter general este límite, y exigirse (se sobreentiende según el párrafo anterior) la obligación de realizar programa a todas las instalaciones de régimen especial.

- Se establece una regulación para penalizar la energía que se desvía de la programada que difiere de la regulación actual. Esta penalización se aplicaría a las instalaciones de potencia superior a 5 MW (salvo para la hidráulica fluyente, que se mantiene en 10 MW), cuando el desvío individual supera una determinada tolerancia, por toda la energía desviada.

2. Opción de venta en el mercado:

- La participación en el mercado del régimen especial exige la realización de un programa de producción. Los desvíos se valoran de la misma forma que el resto de las ofertas, realizadas bien de forma individual o de forma colectiva, mediante un representante.

- b) Se establece que el régimen especial no participará en los mercados asociados a los servicios gestionados por el operador del sistema.
- c) Complemento retributivo por energía reactiva, idéntico al vigente.
- d) Complemento retributivo por continuidad de suministro frente a huecos de tensión para la energía eólica. Se mantiene el complemento durante tres años para las instalaciones existentes y se hace obligatorio el mantenimiento de la continuidad del suministro para las instalaciones nuevas, sin la percepción explícita del

complemento, que ya está incluida en la tarifa y en la prima (conforme a la propuesta efectuada por la CNE en otros informes).

- e) Adscripción a un centro de control de las instalaciones de potencia superior a 10 MW, pero ahora se amplía a instalaciones de potencia entre 1-10 MW, si estando agrupadas en un nudo, alcanzan los 10 MW.
- f) En la opción de mercado, la retribución en concepto de garantía de potencia continúa como hasta ahora. Sin embargo, se elimina esta retribución en las fuentes de energía no gestionable (eólica, solar e hidráulica fluyente).

b) Propuestas de mejora

En relación con los mecanismos propuestos, la CNE expresa las siguientes consideraciones, junto a las propuestas de mejora correspondientes:

- **Falta de concreción sobre el mecanismo de la venta de energía a tarifa, de la realización de programas de funcionamiento y de la imputación del coste del desvío.** Considerando positivo el nuevo sistema, la CNE entiende que debería quedar definido de una forma más transparente. Así, se establece que las instalaciones a tarifa deben vender la energía al sistema a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, mediante la realización de ofertas sin precio. Debería añadirse en el artículo 22.1. a) que esta venta podrá realizarse de forma individual o mediante un representante, y que la misma deberá hacerse en el mercado diario e intradiario. También se debería hacer esta aclaración en el artículo 28.4 de la propuesta de Real Decreto, donde se hace una referencia a la participación en el mercado de las instalaciones que opten por la venta a tarifa, conforme a las Reglas del Mercado vigentes. Con todo ello se sobreentiende que todas las instalaciones de régimen especial que venden a tarifa (y no solamente a las que se les aplican los desvíos) tienen la obligación de realizar programa de funcionamiento, aunque no figura explícitamente este precepto entre las obligaciones de estos productores.

En este punto se han de destacar dos hechos relevantes que deben ser tenidos en cuenta en la regulación: a) En la actualidad más de 7.000 instalaciones fotovoltaicas no poseen contadores horarios. b) Desde el 1 de junio de 2006 los distribuidores deben realizar en el mercado una oferta de adquisición de su demanda a tarifa y una oferta de venta del régimen especial al que compran la energía a tarifa, pero, como gran parte de los mismos no tienen adaptados sus

equipos de medida, no ha sido posible aún separar en las liquidaciones del operador del sistema (y de la CNE) los costes de los desvíos de ambas ofertas, por lo que se continúa liquidando la oferta neta.

La CNE considera que existe una falta de concreción sobre el mecanismo de la venta de energía a tarifa y de la realización de programas de funcionamiento, por lo que propone que se modifique el texto de la propuesta de Real Decreto en este sentido.

Actualmente la energía de régimen especial a tarifa la gestiona en el mercado el distribuidor por dos razones: a) como gestor de red debe hacer una previsión de esta energía, y b) tiene asignada la obligación de adquirir la energía, y existe un incentivo económico para que realice una gestión eficiente de la misma en el mercado. En la nueva situación, se responsabiliza en general a las instalaciones de hacer un programa con repercusión económica sobre su exactitud. Sin embargo, a las de potencia no superior a 5 MW se les exime de esa repercusión. Por lo tanto, debería preverse en la propuesta del Real Decreto la necesidad de establecer un representante “de oficio” para este segmento, que bien pudieran ser los gestores de red de distribución dentro de su función pública de garantía de suministro y gestión de energía, a efectos únicamente de realizar un programa agregado de las instalaciones de potencia no superior a 5 MW de su zona y comunicarlo al operador del mercado. Por otra parte, el coste del desvío de la energía vendida a tarifa se podría reducir si en el mercado existiera, con carácter general, el mecanismo de los “*perímetros de equilibrio*”. Por lo tanto, se debería incluir una Disposición Adicional que sienta las bases regulatorias sobre los “*perímetros de equilibrio*” que deben poder definirse por uno o por varios representantes a efectos de minimizar el coste de desvío mediante el neteo de los mismos.

Asimismo, se deberán desarrollar normas para la realización de las ofertas de régimen especial a tarifa (de forma individual o mediante un representante), y para que las liquidaciones de todas las instalaciones del régimen especial tengan un carácter mensual. Por último, también se necesita desarrollar un procedimiento de liquidación de la CNE, que contemple los sistemas de intercambio de información y de integración de OMEL y REE en el proceso de liquidación de la CNE, y los plazos de recepción de las facturas y de cobro de los generadores (incorporando en su caso, intereses de demora).

Todo ello debería estar contemplado en la propuesta de Real Decreto y habilitar al Ministro de Industria, Turismo y Comercio o, en su caso, a la Secretaría General de Energía para el desarrollo de estos preceptos.

Además, en la propuesta de Real Decreto se establece una regulación para penalizar a la energía que se desvía de la programada, que difiere y es más exigente que la regulación actual, que se aplicaría a las instalaciones de potencia superior a 5 MW (salvo para la hidráulica fluyente, que se mantiene en 10 MW), cuando el desvío individual supera una determinada tolerancia, por toda la energía desviada:

- De una parte, se considera que la tolerancia del 20% establecida para la energía solar y la energía eólica debería modificarse, manteniéndose para la energía eólica, incluyendo a la minihidráulica fluyente, y excluyendo de ella a la energía solar térmica (a la que por considerarse en ella una cierta capacidad de gestión por la hibridación, se le podría fijar una tolerancia del 5%). Asimismo, se propone que se habilite al Secretario General de la Energía para poder revisar en el futuro las tolerancias.
- De otra, siendo positiva con carácter general la penalización de toda la energía desviada, y no sólo el exceso sobre la tolerancia, parece que su aplicación efectiva puede ser muy gravosa para las energías renovables no gestionables, por lo que se recomienda mantener como señal la regulación vigente, penalizando en su caso el exceso de energía desviada sobre la tolerancia.
- Asimismo, dado que la venta a tarifa se puede hacer a través de un representante, el Real Decreto debería señalar que éste podrá hacer únicamente ofertas por el conjunto de energías que tengan la misma tolerancia, a efectos de que el OS pueda imputar, en caso de existir, el coste del desvío neto al conjunto de la oferta cuando se supera globalmente la tolerancia. Con ello, la aplicación de la tolerancia podría ser, además de individual, colectiva, potenciando con ello la utilización de representantes y la agrupación de instalaciones.
- Se debería precisar que un representante puede llevar al mercado, junto a la oferta de productores que venden a tarifa, otras ofertas separadas de productores que venden en los distintos mercados, de forma que el cálculo

de los desvíos se realice de forma separada entre la oferta de la energía a tarifa y el resto.

- **Exclusión del régimen especial en los mercados asociados a los servicios gestionados por el operador del sistema.-** La CNE considera que la exclusión del régimen especial de los mercados que proveen al operador del sistema de servicios complementarios y de ajuste, es discriminatoria e ineficiente. Se considera discriminatoria porque, dadas las condiciones técnicas mínimas para la aportación con garantías del servicio, se limitan las posibilidades de actuación en la opción de mercado, lo que no se hace con el régimen ordinario. Se considera ineficiente porque se impide al operador del sistema contar con unos recursos que, en su caso, podrían ser más eficientes que los contratados para suministrar un determinado servicio (ejemplos de ello se darían en los sistemas extrapeninsulares o cuando se programen centrales de fuel oil obsoletas). Por lo tanto, la CNE propone que no se discrimine al régimen especial en la provisión de los servicios complementarios y de ajuste, cuando ha optado por la opción de mercado.
Sin perjuicio de lo anterior, se debería establecer con claridad en el artículo 30 de la propuesta de Real Decreto o en una disposición adicional que, con carácter general, las instalaciones con energías renovables de carácter fluyente, ya sean de régimen especial u ordinario, no deben ser programadas para la resolución de restricciones técnicas. Con una prioridad posterior a estas energías, tampoco se debería programar para la solución de restricciones al régimen especial procedente de la cogeneración y los residuos.
- **La retribución de la garantía de potencia de las energías renovables no gestionables.-** Se considera discriminatoria, y posiblemente contraria a la Ley, la exclusión de la retribución de la garantía de potencia de la energía no gestionable que participa en el mercado. Parece más adecuado desde el punto de vista regulatorio y dentro del marco normativo actual adaptar para este tipo de energía los parámetros correspondientes para la determinación de la potencia efectiva disponible, para que cobre por este concepto lo que realmente les corresponde. Esta disposición se debería pues posponer, para enmarcarla en el mandato a la CNE en el RD de tarifas de 2007, sobre la realización de una propuesta general de revisión de la retribución de la garantía de potencia, en consonancia con la revisión de este concepto prevista en el desarrollo del Mercado Ibérico. En todo

caso, tal y como ya se pronunció esta Comisión en el Informe sobre la propuesta de Real Decreto sobre la Tarifa 2007, respecto de la eliminación del derecho al cobro por garantía de potencia de las centrales nucleares, cabría considerar la conveniencia de incluir la citada previsión en una norma de superior rango, en la medida en que el artículo 16. 1 b) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, establece el derecho al cobro de la garantía de potencia a las unidades de producción, en el sentido siguiente:

“Se retribuirá la garantía de potencia que cada unidad de producción preste efectivamente al sistema, que se definirá tomando en consideración la disponibilidad contrastada y tecnología de la instalación, tanto a medio y largo plazo como en cada período de programación, determinándose su precio en función de las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema.”

c) Valoración general

La CNE no puede valorar positivamente los mecanismos previstos para facilitar la operación del sistema eléctrico, al haberse incrementado fuertemente la penalización por desvíos sobre la tolerancia en la opción a tarifa y no establecerse la posibilidad de netear los desvíos mediante un representante, al haberse discriminado al régimen especial para ofrecer al operador del sistema servicios de ajuste, y por haberse discriminado a las energías renovables no gestionables respecto a la retribución por garantía de potencia.

7.4 Sobre el criterio de incentivar la participación en el mercado

a) Las ventajas de la participación en el mercado

En el mercado el régimen especial convive con el régimen ordinario y se hace cada vez menos especial al ser de aplicación para los dos tipos de regímenes los mismos mecanismos. Además, con la incorporación del régimen especial al mercado se incrementa el número de agentes, lo que contribuye a reducir los núcleos de concentración. El incremento del número de agentes dinamiza el mercado, tanto el mayorista como el minorista (con el régimen especial en el mercado aparece mayor cantidad de energía disponible para los comercializadores, que además podrán contar con el atributo ambiental para la comercialización de este tipo de energía, cuando se establezca el sistema de garantía de origen para las energías renovables y eficientes). En el mercado, la energía gestionable, que hoy representa aproximadamente el 45% del régimen especial, percibe una fuerte señal económica para modular su cesión de energía al sistema y proporcionar al operador del sistema servicios complementarios. Esta señal es mucho más eficiente que cualquier tipo de discriminación horaria que se pudiera

establecer para las tarifas reguladas, y que fuera solicitada por algún miembro del Consejo Consultivo. Una ventaja añadida es que fuera de la opción de mercado, los mantenimientos de las instalaciones de generación se sitúan fuera de los periodos óptimos, dado que en las tarifas reguladas no existe diferenciación temporal. Finalmente, la participación en el mercado mejora la predicción de la energía, porque la penalización por desvío es más fuerte y eficiente, como se viene demostrando en la gestión técnica del sistema, de forma que las mejoras en la previsión de la energía eólica en los últimos años están limitando el aumento de la energía necesaria para la operación del sistema.

b) Los mecanismos regulatorios

En la regulación vigente y en la propuesta de Real Decreto existen mecanismos para incentivar la integración voluntaria en el mercado del régimen especial:

a) Se mantienen las dos opciones:

- Opción de venta a tarifa regulada.
- Opción de venta en mercado (en cualquier modalidad de contratación), percibiendo, además del precio del mercado, una prima.

b) Se mantiene la participación en mercado con representante, con las mismas limitaciones respecto a los operadores principales y dominantes.

c) El incentivo económico por participar en el mercado

Sin embargo, en la propuesta de Real Decreto se ha eliminado el incentivo adicional establecido en el Real Decreto 436/2004 por la participación de las instalaciones en el mercado. Dicho incentivo es el parámetro C de la metodología propuesta por la CNE, que trata de incentivar el acceso al mercado de las instalaciones de régimen especial, ya que en el mercado se asumen mayores riesgos y mayores costes que estando a tarifa regulada. La CNE considera que debe ser dicho incentivo el que diferencie económicamente la opción de mercado de la opción de tarifa regulada.

De acuerdo con la metodología de la CNE, las dos opciones quedan representadas de la siguiente forma:

a) Retribución Opción tarifa regulada: $Tarifa = A+B$

b) Retribución Opción mercado: $(A+B)+C = (Tarifa)+Incentivo = (Prec.Mercado+Prima)+Incentivo$

La eliminación del incentivo, además de modificar el impulso llevado a cabo desde la liberalización para tratar de hacer menos especiales a estas energías, puede ir contra la estabilidad regulatoria, al detraerse un elemento retributivo que en esta opción es percibido para, además de incentivar la opción de mercado, para cubrir los mayores

costes e inconvenientes que representa para el productor dicha participación (gestión de ofertas, gestión de riesgos, gestión de liquidaciones, etc).

Por otra parte, la CNE considera que la opción que tienen los productores en régimen especial de vender su energía a tarifa o en el mercado, y mantener la opción elegida durante al menos un año, debería ampliarse a cuatro años con el fin de equilibrar los riesgos dentro de cada opción.

Todas estas propuestas son igualmente aplicables a las instalaciones situadas en los sistemas aislados y extrapeninsulares. La opción de mercado se debe asimilar a la entrega de programas de producción al despacho de costes regulados, pero con las mismas obligaciones y derechos que las instalaciones situadas en la península.

d) Valoración general

La valoración que realiza la CNE de la propuesta de Real Decreto respecto a este criterio tampoco puede ser positiva, ya que se elimina un elemento retributivo que contiene la regulación vigente para incentivar a las instalaciones de producción en régimen especial su participación voluntaria en el mercado, por lo que la CNE propone su mantenimiento. Asimismo, se propone la ampliación del periodo de permanencia en las opciones de venta a tarifa o en el mercado desde el año actual a un periodo de cuatro años.

8 CONSIDERACIONES PARTICULARES

A continuación, compartiendo muchas de las observaciones de los miembros del Consejo Consultivo, la CNE realiza una serie de comentarios sobre otros aspectos relevantes de la propuesta de Real Decreto, con el fin de mejorar la propuesta:

8.1 El nuevo sistema de pagos de las tarifas, primas y complementos

La propuesta descarga a los distribuidores de la función de los pagos de estos costes regulados a los productores de régimen especial, para asignar esa función a OMEL (que les liquidará directamente la energía) y a la CNE (que deberá completar la liquidación anterior hasta alcanzar el nivel de la tarifa regulada, así como la liquidación de las primas y los complementos). Esta propuesta está en línea con el objetivo de separar del distribuidor las funciones que no sean las de construir, operar y mantener las redes de distribución, ante la previsión de que el 1 de enero de 2009 deje de realizar la función de comercialización de los consumidores a tarifa. Por su parte, en la propuesta se establece que el nuevo sistema de liquidación deberá comenzar a funcionar a partir del tercer mes

desde la entrada en vigor del Real Decreto. Se considera que este plazo resulta materialmente insuficiente para poner en marcha un nuevo sistema de liquidación masivo, ya que en estos momentos existen unas 9.000 instalaciones de régimen especial que facturan todos los meses, y deben establecerse necesariamente unos sistemas de comunicación, de medida y de gestión que hoy no existen. Con el fin de que no se produzcan retrasos innecesarios en el cobro de los productores o errores en la liquidación, todos ellos derivados de la premura de tiempo, y dado que el distribuidor va a mantener la función de comercialización a tarifa hasta final de 2008, la CNE considera que debería mantenerse hasta ese momento a través del distribuidor el sistema vigente de pagos al régimen especial.

8.2 Supresión del registro de potencia

En la propuesta de Real Decreto se pretende crear un nuevo registro administrativo, que se sumaría al vigente de productores de electricidad, sección de régimen especial, y el de garantía de origen que está previsto crear cuando se apruebe la normativa correspondiente. Por lo tanto, de mantenerse la propuesta coexistirían simultáneamente para cada instalación de régimen especial tres registros administrativos, a parte de los gestionados por las Comunidades Autónomas.

Parece que los objetivos del Registro de Potencia propuesto son esencialmente tres: a) Contabilizar la potencia instalada con derecho al régimen económico del Real Decreto hasta que se alcance el objetivo de planificación. b) Demostrar el cumplimiento de los objetivos de renovables establecidos en la Directiva. c) Reducir la inflación de nuevas instalaciones, condicionando la inscripción en él a la presentación de un aval equivalente al 2% del presupuesto de la instalación.

El nuevo registro fue muy comentado en la sesión presencial del Consejo Consultivo fundamentalmente por parte de los representantes de las Comunidades Autónomas, que pusieron de manifiesto bien su oposición, por una posible invasión de competencias, o en muchos casos, sus observaciones de mejora, ya que no ha sido coordinado con los entes autonómicos, y en algún caso, su acuerdo con el mismo. Los agentes del sistema también mostraron su oposición al registro. En bastantes comentarios se hacía referencia al incremento de los trámites para autorizar nuevas instalaciones y que con el registro se primaba indirectamente la celeridad para adquirir un derecho, en lugar de primar realmente la eficiencia energética de los proyectos, y esto podría beneficiar a las grandes compañías, por su mayor capacidad de gestión.

La CNE considera que, con el fin de no incrementar los trámites para la autorización de las nuevas instalaciones, se debería eliminar de la propuesta de Real Decreto las referencias al registro de potencia. Se considera que el mecanismo establecido en la regulación actual de registro provisional y definitivo es suficiente para controlar la potencia instalada a efectos del cumplimiento de los objetivos de planificación, aunque debería mejorar la relación, en la práctica, en el intercambio de información entre las Comunidades Autónomas y la Administración Central. En este sentido, la CNE podría colaborar a estos efectos si se formalizara oficialmente la información que publica mensualmente en su página web sobre el cómputo de la potencia instalada de cada tecnología con inscripción definitiva, que ha facturado energía a tarifa o primas. Se debe considerar no obstante que la información de facturación que posee la CNE tiene un decalaje máximo de tres meses, aunque es de esperar que este periodo se reduzca con las nuevas funciones de liquidación que la propuesta le encomienda. Asimismo, con el fin de reducir la incertidumbre regulatoria de los nuevos proyectos respecto a si se encuentran por debajo del objetivo de planificación, y por lo tanto con derecho al régimen económico del Real Decreto, podría establecerse en el mismo que las nuevas instalaciones con inscripción provisional, de una determinada tecnología, que se pongan en marcha en el año móvil siguiente al del mes en el que alcance el objetivo de planificación, publicado por la CNE con un retraso de tres meses de producirse, tendrán derecho a percibir el régimen económico vigente. En el caso de las tecnologías solar térmica y minihidráulica, se considerarán dos años móviles, dados sus mayores periodos de construcción.

Por otra parte, la segunda función que persigue el registro de potencia, la relacionada con los objetivos de planificación en renovables, ya está prevista en el nuevo registro de garantía de origen, con el que se ha de demostrar el cumplimiento del objetivo previsto para nuestro país en la Directiva de renovables.

Por último, la tercera función, relativa a reducir la inflación de solicitudes de acceso mediante la exigencia de la deposición de un aval 2% en la Caja General de Depósitos, no es necesaria que se asocie a un registro, sino que perfectamente puede constituir un requisito previo a la solicitud de acceso de las instalaciones al gestor de la red de distribución, tal y como ya sucede con el acceso a la red de transporte. Además, en la propuesta de RD se debería incluir que los gastos del estudio de viabilidad del acceso a la red se consideran como gastos de conexión.

No obstante lo anterior, si finalmente se decidiera mantener en la propuesta de Real Decreto el mencionado Registro de Potencia, se considera oportuno formular la siguiente observación respecto del tratamiento que sobre dicho nuevo registro se establece en el artículo 21.

El apartado 3 del precepto dispone que *“la inscripción en el Registro de Potencia es condición necesaria para la obtención del derecho de percepción de las tarifas y primas reguladas en el real decreto, sin perjuicio del resto de trámites administrativos que sean necesarios para la consecución de la instalación”*.

La propuesta de Real Decreto garantiza el acceso automático al nuevo registro de potencia de aquellas instalaciones que hubieran obtenido ya la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de régimen especial (apartado 4 del artículo 21).

Sin embargo, nada dice respecto de aquellas otras que, a la entrada en vigor del Real Decreto, hubieran ya iniciado la tramitación y obtenido alguna autorización sobre sus instalaciones conforme al Real Decreto 436/2004, colocando a aquellas instalaciones en la misma situación de partida respecto del acceso al registro de potencia que a las nuevas instalaciones.

Lo anterior tiene suma importancia habida cuenta de que, conforme al apartado 6 del artículo 21, si a la fecha de presentación del aval –necesario para proceder a la inscripción en el citado registro de potencia- ya se hubiera alcanzado la potencia límite establecida para cada tecnología, la instalación será mantenida en una lista de reserva de potencia, hasta que hubiera cancelaciones en el Registro.

A juicio de la CNE, el artículo 21 de la propuesta de Real Decreto no tiene en cuenta que, conforme al Real Decreto 436/2004, el procedimiento de inscripción en este registro consta de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva (artículo 9). Más concretamente, la inscripción previa se obtiene una vez haya sido otorgada la condición de instalación acogida al régimen especial (artículo 11). Debe asimismo subrayarse que el artículo 15 del Real Decreto 436/2004 atribuye efectos al acto de reconocimiento de la instalación en el régimen especial (*“La condición de instalación acogida al régimen especial tendrá efectos desde la fecha de la resolución de otorgamiento de esta condición emitida por la autoridad competente”*).

Por todo ello, esta Comisión considera oportuno que de mantenerse finalmente dicho Registro de Potencia, a los efectos de no hurtar toda virtualidad a las ventajas que ya se hubieran adquirido conforme al Real Decreto 436/2004, se establezca un sistema por el

que las instalaciones que tuvieran ya otorgada la autorización administrativa o hubieran obtenido la inscripción previa en el registro de instalaciones de régimen especial, puedan acceder al nuevo registro de potencia con prioridad sobre las nuevas instalaciones.

Finalmente, y desde la perspectiva técnico-jurídica, cabe señalar que el apartado 1 del artículo 21, tal y como figura redactado en la propuesta de Real Decreto, carece de contenido dispositivo, por lo que procede modificar su redacción, incorporando su contenido al primer inciso del apartado 2, en los siguientes términos:

“A los efectos establecidos en los artículos 32 a 38 de este Real Decreto, en los que se establecen unos objetivos nacionales de potencia instalada de referencia, en base a los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y a la Estrategia de Eficiencia y Ahorro energético en España (E4), se establece un Registro de Potencia por tecnología”

8.3 Mejoras en la regulación de la cogeneración

a) Tarifa regulada a percibir por la cogeneración después del décimo año, y tarifa para la cogeneración de potencia superior a 50 MW.

La CNE considera que es necesario modificar la Ley 54/1997 con respecto a la cogeneración, ya que ésta, a partir del décimo año de vida útil, no permite el otorgamiento de una tarifa superior al precio del mercado o de una prima, y con la derogación de la Disposición Transitoria 8ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, (en la redacción dada por el Real Decreto Ley 6/2000), conforme a lo dispuesto en el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, tampoco se permite el otorgamiento de un incentivo económico en la opción de mercado. Todo ello deberá tenerse en cuenta en la definición de la corrección por antigüedad establecida en el artículo 40.1 de la propuesta de Real Decreto.

La CNE considera asimismo que, con la finalización del régimen transitorio de la DT 1ª del Real Decreto 436/2004, según la redacción dada por el Real Decreto Ley 6/2000, y con la derogación del artículo 41.2 del Real Decreto 436/2004, también es necesario modificar la Ley 54/1997 para poder otorgar un incentivo económico a las instalaciones de cogeneración de potencia superior a 50 MW, que debería definirse para cada caso particular en base a un análisis de rentabilidad por parte el Gobierno.

b) Complemento por eficiencia basado en el Ahorro de Energía Primaria

Con fecha 16 de noviembre de 2006 la CNE aprobó su informe 28/2006 relativo a la propuesta de Real Decreto sobre el fomento de la cogeneración, cuyo objeto es transponer la Directiva 2004/8/CE, de 11 de febrero.

En la tercera propuesta que contiene dicho informe figura el establecimiento de una fórmula de cálculo del ahorro de energía primaria (AEP) sobre la producción separada de calor y de electricidad, basada en el Rendimiento Eléctrico Equivalente, para que pueda ser aplicable durante el periodo 2007-2010 previsto en la Directiva.

$$AEP = E * [1/Ref.E_{\eta} - 1/REE]$$

donde E es la energía eléctrica generada en barras de central; Ref.E_η corresponde a los valores de referencia que finalmente se aprueben por la Comisión de la UE para el rendimiento eléctrico de referencia, trasladado a la tensión de la interconexión donde la instalación de cogeneración cede su energía, y REE el rendimiento eléctrico equivalente real de la planta. La CNE consideraba que una alternativa que podría analizarse para las instalaciones existentes, sería la de utilizar unos valores medios más simplificados, para Ref.E_η, como el 40% en el caso de combustibles líquidos y sólidos, y el 49% en el caso de combustibles gaseosos.

En la propuesta de Real Decreto se define un complemento unitario de eficiencia que no está basado en el ahorro de energía primaria (AEP) anteriormente definido, sino en el ahorro incremental (AI) de energía primaria sobre el rendimiento eléctrico equivalente mínimo (REE_m), de la siguiente forma:

$$AI = E * [1/REE_m - 1/REE]$$

En general, el REE_m es superior al Ref.E_η, por lo que se obtiene AI < AEP/E, con un complemento por eficiencia inferior.

Si bien es cierto que esta regulación no colisiona con la Directiva, porque ésta sólo obliga a la determinación del AEP, omitiendo las referencias económicas o retributivas, también es cierto que con el complemento de eficiencia no se retribuye de forma explícita todo el AEP por lo que se ha de deducir que una parte del mismo estaría retribuido mediante la tarifa o la prima.

La CNE propone pues que se determine el complemento de eficiencia, positivo o negativo, con el AEP y se revisen simultáneamente las tarifas y las primas de la propuesta.

c) Energía vendida por la cogeneración en barras de central

Mediante el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, entre otros, para definir en su artículo 30.2 a) el derecho de la cogeneración a “*incorporar su producción de energía en barras de central al sistema*”. De acuerdo con el reglamento de puntos de medida se debe considerar a la energía en barras de central a la energía medida en el punto frontera entre la generación y la red de transporte o distribución.

Sin embargo, derivado de la normativa anterior que únicamente permitía a la cogeneración vender a la red su energía excedentaria, la conexión física de la mayor parte de ellas con la red es compartida mediante barras comunes con el consumidor asociado. Por lo tanto, estas instalaciones deberán separar eléctricamente dichas barras para poder incorporar al sistema su “*producción en barras de central*”, separando asimismo el suministro de los consumos auxiliares, para que no sean alimentados desde el consumidor.

Sin perjuicio de lo anterior, también existen configuraciones más complejas donde la cogeneración se conecta al consumidor y éste finalmente a la red. Evidentemente esta configuración era válida para la incorporación al sistema de la energía excedentaria. No lo es para la incorporación al sistema de la producción en barras de central, por lo que en estos casos se deberá modificar la conexión física, de forma que la cogeneración quede aislada eléctricamente del consumidor, conectándose física y directamente con la red y evitando asimismo el suministro de los consumos auxiliares desde el consumidor. En este punto, la CNE propone la supresión del epígrafe b) del párrafo primero de la Disposición Final primera de la propuesta de Real Decreto, donde se define una nueva frontera “*generadores con consumidores*”, dado que no es coherente con el planteamiento anterior, ni es posible su control por parte del encargado de la lectura, ya que físicamente se encuentra ubicado no en la frontera con la red sino dentro de una instalación industrial. En todo caso, la CNE ha formulado una propuesta de Reglamento de Puntos de Medida unificado, en el que se trata este asunto.

d) Liquidaciones de la cogeneración en el pasado.

En línea con la propuesta del epígrafe 4.11.2 contenida en el Informe 18/2006 de la CNE en relación con el Anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, para adaptarla a la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. (Aprobado por el Consejo de Administración de 1 de junio de

2006), se propone la incorporación de una disposición en relación a la facturación de las instalaciones de cogeneración que estuvieron acogidas a la DT 8ª 2ª de la Ley 54/1997 con el fin de aportar seguridad jurídica a la facturación de las instalaciones de cogeneración que estuvieron acogidas al Real Decreto 2366/1994, y además, posibilitar el cierre las liquidaciones de las actividades reguladas correspondientes a los años 1999-2006.

“Disposición adicional única. Facturación de la energía excedentaria de las instalaciones de cogeneración a las que se refiere la Disposición Transitoria 8ª 2ª de la Ley 54/1997.

La facturación de la energía excedentaria incorporada al sistema por las instalaciones de cogeneración a que se refiere la refiere la Disposición Transitoria 8ª 2ª de la Ley 54/1997, durante la vigencia de esta disposición, debe corresponder con lo establecido en su momento por la autoridad competente en la autorización de la instalación, en relación con la configuración eléctrica de la interconexión entre el productor-consumidor y la red”.

8.4 La minihidráulica de régimen ordinario

A juicio de esta Comisión, no se debe permitir el paso al régimen especial de la minihidráulica de régimen ordinario, salvo que se extinga la concesión, y se tramite otra bajo los principios de publicidad y competencia, conforme a Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas o el Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, por el que se establece un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (modificado por el por Real Decreto 249/1988, de 18 de marzo). A este respecto, se ha de señalar que la CNE, con fecha 22 de enero de 2005, emitió su Informe 4/2004 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este Organismo informó negativamente una disposición adicional (DA 4ª) que contenía la propuesta de Real Decreto en relación con el mismo asunto que vuelve a abordar en la propuesta que ahora se analiza, ya que con ella se pretendía posibilitar la adscripción al régimen especial de determinadas instalaciones minihidráulicas de régimen ordinario que estuvieron acogidas al Marco Legal Estable (MLE). En síntesis, las razones que esgrimió la CNE en su informe, y que ahora vuelven a transcribirse fueron las siguientes:

- ✓ Estas instalaciones ya recibieron apoyo económico explícito de OFILE, e implícito del anterior marco regulatorio (MLE), así como en el cálculo de los CTC's.
- ✓ La Ley 54/1997 y los Reales Decretos 2366/94 y 2818/98, las dejaron fuera del régimen especial: finalmente, el Real Decreto 436/2004, también dejó fuera del régimen especial.
- ✓ Los incentivos del régimen especial deben ir dirigidos a las nuevas instalaciones, no a las existentes ya amortizadas.
- ✓ En el caso de que el titular las declare como no viables, o su producción real no se ajuste al potencial existente, la autoridad competente podría proponer la revocación de la concesión y, por tanto, su reversión para proceder a subastar la concesión, pudiéndose aplicar entonces el régimen económico de la propuesta de Real Decreto.

Por último, se ha de indicar que en la propuesta de Real Decreto se limita esta posibilidad de traspaso a las instalaciones de potencia no superior a 5 MW, cuando su titular *“realice una inversión suficiente en la misma con objeto de aumentar la capacidad de producción”*. En caso de no ser atendida la propuesta de la CNE de eliminar este artículo de la propuesta de Real Decreto, se considera necesario concretar el concepto *“inversión suficiente”*.

Por todo lo anterior, la CNE considera que no es adecuado desde el punto de vista económico y regulatorio destinar fondos del régimen especial hacia instalaciones que han sido suficientemente amortizadas por la regulación eléctrica y cuyos titulares adquirieron la obligación ante el Estado de explotarlas durante un periodo prolongado en el tiempo y mantenerlas en perfecto estado de conservación, con reposición incluso, de sus partes obsoletas, por lo que propone la eliminación de este artículo del texto del real Decreto.

8.5 El contrato con el distribuidor.

Se debería mantener transitoriamente la redacción de contrato con el distribuidor que se incluía en el Real Decreto 436/2004, para que las nuevas instalaciones que se pongan en marcha durante 2007 y 2008 puedan ver sus intereses económicos salvaguardados, en tanto no entre en funcionamiento el nuevo sistema de pagos por parte de OMEL y de la CNE, en coherencia con la propuesta de mantener el sistema de pagos vigente hasta el 31 de diciembre de 2008.

Sin perjuicio de lo anterior, se debería establecer en el artículo 17 de la propuesta de Real Decreto, la obligación de suscribir un contrato tipo de acceso a la red de transporte y distribución con al menos los aspectos establecidos en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, para el acceso a la red de transporte. Dicho contrato tipo debería ser publicado por la DGPEyM del MITyC.

8.6 La conexión de terceros en las redes interiores propiedad de ADIF

Con fecha 27 de noviembre de 2006 el ente público empresarial “*Administrador de Infraestructuras Ferroviarias*” (ADIF) realizó a la CNE una consulta sobre la posibilidad de que distintas instalaciones de energías renovables pudieran conectarse a las líneas eléctricas de la red ferroviaria para, a través de ellas, poder evacuar su energía en las subestaciones en las que ADIF está conectado con el sistema eléctrico, y cuando esto fuera compatible con la actividad ferroviaria.

Las ventajas para el sistema eléctrico que se derivan de ello serían el aprovechamiento de recursos renovables sin la construcción de nuevas y costosa infraestructuras de evacuación. Los inconvenientes para el sistema eléctrico estarían únicamente relacionados con la conexión física de un generador con un consumidor (ADIF). No obstante, en este caso, a diferencia de la cogeneración, podría admitirse esta conexión con carácter excepcional, al tratarse de una infraestructura muy relevante y cuya propiedad es estatal. Además, se tendría que habilitar al operador del sistema eléctrico para el control de la lectura y la determinación de las pérdidas técnicas teóricas imputables a la evacuación de la energía generada hasta la subestación más próxima donde se sitúe el punto frontera de ADIF con la red de transporte. Estos servicios deberán ser retribuidos al operador del sistema por las instalaciones correspondientes.

8.7 La representación en el mercado

En el artículo 28.6 de la propuesta de Real Decreto que se informa, al igual que en el Real decreto 436/2004, se limita la representación en el mercado de los operadores que no sean dominantes hasta un límite máximo del 5 por ciento de cuota conjunta del grupo de sociedades en la oferta del mercado de producción. Este precepto pretende limitar el poder del mercado, promoviendo la representación del régimen especial por parte de grupos de generadores no dominantes hasta que alcancen una cuota máxima del 5 por ciento.

Dada la experiencia existente en la supervisión del mercado, en el que concurren tres operadores dominantes (con cuotas superiores al 10 por ciento), con el fin de dinamizar el

mercado, se propone sustituir el límite del 5 por ciento por el 10 por ciento, con lo que se potencia a los operadores no dominantes en esta función de representación hasta que consigan una cuota del 10 por ciento.

8.8 La hibridación de las instalaciones solares termoeléctricas

La CNE considera positiva la posibilidad de hibridación de las instalaciones solares termoeléctricas de la forma en que se establece en la propuesta de Real Decreto. No obstante, se propone una hibridación más flexible, no sólo con biomasa, sino también con combustibles fósiles, con el fin de aprovechar al máximo todos los recursos disponibles. Para ello, cuando la energía primaria del combustible secundario supere el 12 por ciento de la producción anual de electricidad, se debería establecer que se calculará la tarifa regulada, la prima y el incentivo, como ponderación de la aportación anual de cada energía primaria, considerándose, en cualquier caso, para los combustibles fósiles el valor de cero. A estos efectos, se deberán dotar las instalaciones de los equipos de medida y registro necesarios.

8.9 Un procedimiento simplificado para pequeñas instalaciones

La CNE comparte las observaciones de determinados miembros del Consejo Consultivo para que, mediante Real Decreto o mediante una habilitación al Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se establezca un procedimiento simplificado para la autorización y la conexión de las pequeñas instalaciones de régimen especial (por ejemplo, aerogeneradores, pilas de combustible, etc., de potencia no superior a 100 kW), cuando deban conectarse a la red de baja tensión, de forma análoga a lo que se establece en el RD 1663/2000, de 29 de septiembre, para las instalaciones fotovoltaicas, y dado que la propuesta de Real Decreto incluye también a la aportación del Acta de puesta en marcha para las instalaciones conectadas en baja tensión, que el Real Decreto 1955/2000 excluye de este trámite.

8.10 La operación en los sistemas insulares y extrapeninsulares

La propuesta de Real Decreto debe hacer una mención a que en los sistemas extrapeninsulares, las instalaciones de régimen especial deberán cumplir los procedimientos de operación específicos de estos sistemas que les sean aplicables, manteniéndose las opciones de venta a tarifa y en el mercado mediante la entrega de programas de funcionamiento a efectos del despacho de costes regulados.

8.11 Inclusión de la glicerina procedente de la producción de biodiesel

En la producción de biodiesel se emplean aceites vegetales (colza, girasol, soja y palma) que, junto a metanol y a través de un catalizador, reaccionan dando éster (biodiesel) y glicerina en un 10% de la producción de biodiesel. La glicerina es un subproducto que podría incluirse en la descripción del Anexo II, grupo b.7.1.

8.12 Aplicación del complemento de energía reactiva

Se debería establecer con claridad que el ámbito de aplicación del complemento por energía reactiva corresponde a todas las instalaciones de régimen especial de potencia superior a 15 kW, contemplando incluso a las instalaciones de potencia no superior a 100 MW, incluidas pues las del artículo 41 de la propuesta.

8.13 Definición del índice de precios de gas natural de cogeneración

Se considera que la definición establecida en el anexo VII puede mejorarse, de acuerdo con el texto que se propone a continuación, incorporando en la ponderación el precio de los distribuidores, dado que existen cogeneraciones a tarifa regulada, que dependen del nivel de presión donde se hayan conectado las cogeneraciones y su nivel de consumo. También convendría que la información que se facilitara al Ministerio por los comercializadores y distribuidores fuera de forma individualizada por punto de suministro, para que pudiera realizarse un buen seguimiento de la información, y poder verificar, además, que el punto de suministro se corresponde con la cogeneración. Esta información también se debería comunicar a la CNE.

“El índice resultante de dividir el valor medio durante el trimestre natural “n” del precio de venta de gas natural aplicado por los comercializadores y distribuidores a sus clientes cogeneradores, respectivamente, acogidos al mercado liberalizado y al mercado regulado, por el precio de venta de gas natural así definido correspondiente al tercer trimestre de 2006 y multiplicado por 100”.

8.14 La biomasa o el biogas empleado en las instalaciones de ciclo combinado

Se debería incluir en el apartado de co-combustión una aclaración para hacer posible la utilización de la biomasa o el biogás en régimen de co-combustión en las centrales ciclo combinado y/o de cogeneración de régimen ordinario, lo que supondría un importante incremento de rendimiento en el aprovechamiento energético de la biomasa.

Asimismo, se debería permitir la combustión de la biomasa en ciclos combinados eficientes o en cogeneración dentro del régimen especial, sin más que admitir la disminución voluntaria del límite de la aportación térmica de la biomasa desde el 90%

hasta el 70%, como ya lo hacía el Real Decreto 436/2004, pero ahora condicionando esta disminución al cumplimiento de los rendimientos eléctricos equivalentes exigibles a la cogeneración correspondiente, según el anexo I de la propuesta de Real Decreto. En su caso, la tarifa regulada, el techo y el suelo, se deberían reducir en un 5 por ciento, y la prima un 10 por ciento.

Todas estas instalaciones deben cumplir el rendimiento eléctrico equivalente según el anexo I de la propuesta de Real Decreto, por lo que deberían poder devengar el complemento por eficiencia.

8.15 Eliminación de la Disposición final tercera.

La Disposición final tercera añade un apartado 4 al artículo 14 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, reproduciendo la misma redacción que el Real Decreto 436/2004 incluía en su Disposición final primera.

Sin embargo, la disposición de referencia obvia que dicho apartado 14.4 del Real Decreto 2019/1997 fue posteriormente modificado por el artículo 1.19 del Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por lo que, con la redacción que pretende introducir esta Disposición final tercera, se volvería a la redacción inicial, apartándose, por tanto, de la modificación producida en el año 2005. Es por ello por lo que se propone su supresión.

8.16 Redenominación o eliminación de la Disposición adicional segunda

La Disposición Adicional segunda, bajo el título "nuevas formas de contratación", reconoce la posibilidad de que los comercializadores suscriban contratos bilaterales de energía eléctrica. En realidad, la citada disposición se limita a reproducir la misma previsión establecida en la Disposición Adicional tercera del Real Decreto 436/2004.

En la medida en que estas formas de contratación ya fueron contempladas en el Real Decreto 436/2004 y que el derecho a la contratación bilateral de los comercializadores figura expresamente reconocido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, en la modificación operada por el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, debería eliminarse de la denominación de la disposición la referencia a "nuevas formas de contratación", o en su caso, eliminarse la propia Disposición Adicional.

8.17 Se han de simplificar los grupos tarifarios

La propuesta de Real Decreto determina en su artículo 2 las Categorías, Grupos y Subgrupos de las instalaciones en régimen especial, según la fuente de energía primaria

utilizada o la tecnología empleada. En total, en dicho artículo se definen 21 Subgrupos de instalaciones, mientras que en el RD 436/2004 se definían 19, incluidos los 3 correspondientes a los tratamientos de residuos, que ahora desaparecen.

Sin embargo, en la definición de los grupos tarifarios se amplía enormemente ya que se discrimina por combustible y por potencia de la instalación, apareciendo para el primer periodo retributivo 47 tarifas distintas (de ellas, 23 correspondientes a los 4 Subgrupos de cogeneración, y 11 correspondientes a los 6 Subgrupos de biomasa), mientras que en RD 436/2004 se definían 34 tarifas (11 correspondientes a la cogeneración y 3 a la biomasa). Además, se establecen primas para instalaciones de potencia superior a 50 MW, así como la posibilidad de fijar primas aplicables a instalaciones individuales, ubicadas en el mar o dentro de la tecnología de co-combustión.

La CNE considera que esta regulación resulta muy prolija y puede fomentar el fraude, ya que lleva a variaciones retributivas muy elevadas en función de la catalogación que se haga del combustible a consumir, siendo muchas veces estos combustibles perfectamente sustitutivos. Esto resulta más acusado en los casos en los que los grupos tarifarios son más prolijos: en cogeneración (con 23 tarifas) y en biomasa (con 11 tarifas). Así por ejemplo, una cogeneración intermedia percibiría 95,9 €/MWh si consumiera gasoil, mientras que vería su retribución reducida a 77,2 €/MWh (un 20%) si consumiera gas natural, existiendo por tanto un fuerte incentivo para solicitar a la autoridad competente la adscripción en el primer grupo, aunque finalmente se pueda consumir total o parcialmente gas natural. De la misma forma, ocurriría para la biomasa, que percibiría 107,54 €/MWh si correspondiera a residuos procedentes de instalaciones industriales del sector agrícola (como el orujillo o las cáscaras de almendra), mientras que recibiría 65,08 €/MWh (un 39% menos) si se tratara de residuos industriales del sector forestal (como los residuos de carpintería, de tableros, o licores negros).

Por lo tanto, por transparencia regulatoria y para facilitar el control de la retribución de las instalaciones de régimen especial, parece aconsejable que se realice un esfuerzo para simplificar y unificar los grupos tarifarios contenidos en la propuesta de Real Decreto, especialmente allí donde son más prolijos, esto es, los que corresponden a la cogeneración y a la biomasa.

8.18 Otros aspectos

- Error en el artículo 29.3. Se debe sustituir “operador del sistema” por “operador del mercado”.

- Inclusión en el artículo 30.2. Se debe incluir al operador del mercado, junto al distribuidor y a la CNE
- Error en Anexo IV. No corresponde con el formato de petición de información técnico-energética que contenían los RR.DD. de régimen especial anteriores, sino al formulario de solicitud de información de inversiones y costes de operación de la Circular 3/2005 de la CNE.
- Error en el artículo 14.2. Se propone incluir junto al grupo b.7 junto a los grupos b.6 y b.8.
- Incluir la referencia al RD 1663/2000 en la DA 7ª
- Incluir a la turbina de vapor como modificación sustancial en el artículo 4.
- Modificar la definición de los subgrupos b.1.1 y b.1.2, para indicar que se refieren a instalaciones que utilizan la radicación solar como energía primaria, respectivamente, mediante la tecnología fotovoltaica, y mediante procesos térmicos.
- Incluir en el artículo 12.1e) que el documento exigido sería solo en el supuesto del artículo 22 b).
- Eliminar las referencias al grupo d), en los artículos 6 y 7.
- Eliminar el punto 2 de la DA 7ª, por estar repetido, e incluir una referencia al RD 1663/2000.
- Sustituir “apartado 4” por “apartado 3” en el título del artículo 39.
- Eliminar la penalización contenida en el último inciso del punto 2 de la DT 2ª. Asimismo, se debería contemplar la posibilidad de autorizar la co-digestión en las instalaciones existentes de tratamiento y reducción de lodos (de la misma DT 2ª de la propuesta de RD), con el fin de posibilitar la producción de biogas y el ahorro de energía primaria.
- Posibilitar la sustitución de combustible fósil principal por biomasa, a efectos de la contabilización del límite del 95% de la energía primaria utilizada, que se establece en la definición de la cogeneración contenida en el artículo 2.1 a).
- Incluir en la Tabla 1 del Anexo VII los coeficientes correspondientes al GLP. Asimismo, revisar los coeficientes de la tabla pues parece que los combustibles están cambiados.
- Incluir en el Anexo II, dentro del subgrupo b.6.1 a las algas, y en el subgrupo b.7.2, al biogás procedente de digestión anaerobia de residuos agrícolas.

9 CONSIDERACIÓN SOBRE LAS PROPUESTAS DE TARIFAS, PRIMAS E INCENTIVOS ECONÓMICOS

Según el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, la CNE debe proponer los incentivos económicos que deben ser aplicados a las instalaciones que entren en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2008, y éstos deben calcularse a partir de los *costes reales* de las instalaciones puestas en marcha desde la entrada en vigor del Real Decreto. A estos efectos, la CNE está habilitada para recopilar esta información económica, por lo que promulgó su Circular 3/2005.

Mediante esta Circular se han recopilado los costes reales de las instalaciones puestas en marcha en el periodo que abarca los años 2004, 2005 y primer semestre de 2006, por lo que es posible determinar la rentabilidad media de las tarifas y de las primas contenidas en la propuesta de Real Decreto para las tecnologías más desarrolladas durante este periodo, como son la energía eólica, fotovoltaica, minihidráulica, biogás de vertedero y cogeneración pequeña con gas natural.

Como elemento de contraste y análisis de las tarifas y primas contenidas en la propuesta de Real Decreto y también en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, a continuación se muestran las tarifas reguladas que la CNE propone sean de aplicación a las nuevas instalaciones que se pongan en marcha el 1 de enero de 2008 (una vez actualizadas convenientemente con el índice correspondiente). Esta propuesta se compara con las tarifas contenidas en la propuesta de Real Decreto y las rentabilidades resultantes. Todo ello puede analizarse de una forma más desarrollada en el anexo III de este informe.

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA OPCIÓN DE VENTA A TARIFA REGULADA:

TECNOLOGÍA	RETRIBUCIÓN SIN COMPLEMENTOS	PROPUESTA DE RD		PROPUESTA CNE	
		c€/kWh	TIR	c€/kWh	TIR
Fotovoltaica fija < 100 kW (32 instalaciones)	Tarifa (1-25 años)	44,04	7,6%	44,92	7,9%
Fotovoltaica seg. < 100 kW (53 instalaciones)	Tarifa (1-25 años)	44,04	8,0%	44,92	8,2%
Eólica < 5 MW (16 instalaciones)	Tarifa (1-5 años)	7,31	9,0%	7,31	9,0%
	Tarifa (6-15 años)	7,31		7,31	
Eólica > 5 MW (137 instalaciones)	Tarifa (1-5 años)	7,31	8,2%	7,31	8,2%
	Tarifa (6-15 años)	6,62		6,62	
Hidro < 10 MW (15 instalaciones)	Tarifa (1-15 años)	6,89	9,5%	7,03	9,7%
	Tarifa (16-25 años)	6,13		6,25	
Hidro > 10 MW (2 instalaciones)	Tarifa (1-15 años)	6,89	9,7%	7,03	10,0%
	Tarifa (16-25 años)	6,13		6,25	
Biogás vertedero (8 instalaciones)	Tarifa(1-15 años)	7,99	12,5%	7,03	8,4%
Cogeneración gas nat. < 10 MW (25 instalaciones)	Tarifa (1-10 años)	7,72	7,0%	7,72	7,0%
	Tarifa (11-15 años)	6,41		6,41	

(en negrita, las tarifas propuestas por la CNE diferentes a las contenidas en la propuesta de RD)

A continuación se muestra un análisis de rentabilidad comparado de la opción de mercado, según la propuesta de Real Decreto y según la propuesta de la CNE, considerando la información sobre los costes reales de las instalaciones puestas en marcha en el periodo que abarca el año 2004 hasta el mes de junio de 2006, y recopiladas por la CNE según su Circular 3/2005.

ANALISIS DE RENTABILIDAD DE LA OPCIÓN DE VENTA A MERCADO

TECNOLOGÍA	RETRIBUCIÓN SIN COMPLEMENTOS	PROPUESTA DE RD		PROPUESTA CNE	
		c€/kWh	TIR	c€/kWh	TIR
Eólica < 5 MW (16 instalaciones)	Mercado (1-5 años)	7,31	9,0%	8,09	10,6%
	Mercado (6-15 años)	7,31		8,09	
Eólica > 5 MW (137 instalaciones)	Mercado (1-5 años)	7,31	8,2%	8,09	9,9%
	Mercado (6-15 años)	6,62		7,40	
Hidro < 10 MW (15 instalaciones)	Mercado (1-15 años)	6,89	9,5%	7,81	11,2%
	Mercado(16-25 años)	6,13		7,03	
Hidro > 10 MW (2 instalaciones)	Mercado (1-15 años)	6,89	9,7%	7,81	11,6%
	Mercado(16-25 años)	6,13		7,03	
Biogás vertedero (8 instalaciones)	Mercado (1-15 años)	7,99	12,5%	7,81	11,8%
Cogeneración gas nat. < 10 MW (25 instalaciones)	Mercado (1-10 años)	7,72	7,0%	8,11	9,4%
	Mercado(11-15 años)	6,41		6,80	

(en negrita las retribuciones diferentes respecto a la propuesta de RD)

Como resultado de lo anterior, a continuación se muestran las primas e incentivos correspondientes que la CNE propone, y que se basan en el precio del mercado a largo plazo previsto por el Ministerio y en la actualización al 2007 del incentivo de 2006. Estas primas e incentivos serían las aplicables a todas las instalaciones nuevas a partir del 1 de enero de 2008. Esta propuesta se compara con las primas contenidas en la propuesta de Real Decreto.

ANÁLISIS DE PRIMAS E INCENTIVOS EN LA OPCIÓN DE VENTA A MERCADO

TECNOLOGÍA	PERIODO	PROPUESTA DE RD c€/kWh		PROPUESTA CNE c€/kWh	
		PRIMA	INCENTIVO	PRIMA	INCENTIVO
Eólica < 5 MW (16 instalaciones)	Mercado (1-5 años)	1,74	0	1,74	0,78
	Mercado (6-15 años)	1,74		1,74	
Eólica > 5 MW (137 instalaciones)	Mercado (1-5 años)	1,74	0	1,74	0,78
	Mercado (6-15 años)	1,05		1,05	
Hidro < 10 MW (15 instalaciones)	Mercado (1-15 años)	1,32	0	1,46	0,78
	Mercado(16-25 años)	0,56		0,68	
Hidro > 10 MW (2 instalaciones)	Mercado (1-15 años)	1,32	0	1,46	0,78
	Mercado(16-25 años)	0,56		0,68	
Biogás vertedero (8 instalaciones)	Mercado (1-15 años)	2,99	0	0,98	0,78
Cogeneración gas nat. < 10 MW (25 instalaciones)	Mercado (1-10 años)	2,00	0	1,67	0,39
	Mercado(11-15 años)	0,69		0,36	

(en negrita las primas e incentivos diferentes respecto a la propuesta de RD)

Como se ha manifestado en el apartado 6.4, se ha de reiterar que la CNE propone mantener el concepto de incentivo establecido en el Real Decreto 436/2004, calculado para las renovables, como un 10% de la anterior tarifa media o de referencia, y para el resto de tecnologías, como un 5% de esta tarifa.

En el anexo III también se analizan las rentabilidades de los límites superior e inferior de la propuesta de Real Decreto. En este sentido, la CNE propone que se fije, para todas las tecnologías puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008, un techo y un suelo simétrico, tomando como centro de gravedad la retribución prevista en la opción de mercado (suma de la tarifa regulada más el incentivo), que siga de forma homotética a esta tarifa, de forma que (como considera la propuesta de Real Decreto) la rentabilidad del techo y del suelo suponga, respectivamente, dos puntos por encima y por debajo de la rentabilidad prevista en el mercado.

Otra posibilidad para la fijación de la prima para las tecnologías renovables y residuos es el mantenimiento de una prima e incentivo constante a lo largo de la vida útil de la

instalación (y a su vez un techo y suelo constante), de la misma forma que se propone para la cogeneración, pero bajo el criterio de obtener la misma rentabilidad que la prevista en la opción de mercado, de lo que resultarían unas primas inferiores en el primer periodo retributivo que las fijadas mediante la evolución homotética anterior. Como ejemplo, se puede señalar que la prima constante que resulta para la energía eólica de potencia superior a 5 MW es de 1,36 c€/kWh, en lugar de 1,74 c€/kWh (para los años 1 a 5) y 1,05 c€/kWh (desde el año 6 al 15).

La CNE no realiza una propuesta específica de los techos y suelos, ni de las tarifas y primas del resto de tecnologías, de las que no se dispone de costes reales de una forma representativa, al no haberse implantado significativamente durante el periodo 2004 a junio de 2006, sin perjuicio del análisis contenido en el anexo III sobre la valoración de la rentabilidad de otras tecnologías, resultante de la información de costes obtenida a partir de otras fuentes.

Determinadas observaciones vertidas por algunos miembros del Consejo Consultivo proponen la elevación del nivel retributivo de determinadas energías. La Comisión considera que no se puede descargar en la tarifa eléctrica toda la responsabilidad de rentabilizar una nueva tecnología o un nuevo aprovechamiento, sobretodo cuando en su desarrollo pueden participar otros sectores económicos en los que esa tecnología puede resultar ventajosa. No obstante, la CNE considera que se deberían revisar los cálculos que determinan la retribución a percibir por las instalaciones para el tratamiento y reducción de purines, y la biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal, con el fin de comprobar que se obtiene la rentabilidad que se persigue.

Por último, en el anexo IV se muestra la previsión de coste para la tarifa eléctrica de los años 2007 y 2008 de los tres escenarios contemplados para el régimen especial: a) el vigente del Real Decreto 436/2004, b) el de la propuesta de Real Decreto, y c) el propuesto por la CNE. Se ha estimado que la propuesta de Real Decreto produce una reducción del coste de la tarifa eléctrica de 2007 y 2008, respecto a la regulación vigente de régimen especial, que se evalúa en 366 M€ y 363 M€, respectivamente. Esta disminución neta corresponde a la aplicación del techo en la opción de mercado, lo que compensa con creces el mayor coste propuesto para la cogeneración, la energía solar y la biomasa.

Por su parte, las propuestas de la CNE no suponen alteración alguna en los costes para el año 2007 e implican un ligero incremento del coste para el año 2008.

10 PROPUESTAS DE LA CNE

A continuación se formulan una serie de propuestas por parte de la CNE, basadas en las consideraciones anteriores, con el fin de mejorar y completar la regulación prevista en la propuesta de Real Decreto que se informa.

10.1 *Primera propuesta*

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía considera que el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, posee un valor de gran importancia, cual es la estabilidad regulatoria.

El Consejo de Administración de la CNE considera que, tal y como está definido el periodo transitorio, el proyecto de Real Decreto objeto de informe:

- (a) debe de entrar en vigor el 1 de enero de 2008; y
- (b) de acuerdo con el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, el proyecto de Real Decreto objeto de análisis e informe no se aplicará a las instalaciones que estén en funcionamiento el 1 de enero de 2008.

Además, la CNE considera que las tarifas y primas vigentes en 2006 se deben actualizar para el año 2007 con los índices de actualización previstos en la propuesta de Real Decreto.

No obstante, se propone la eliminación de la actualización anual contenida también en la propuesta de RD para las tarifas y primas de la cogeneración y del grupo c2 (apartado 7.2).

10.2 *Segunda propuesta*

Para completar la opción de mercado de las instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008, se propone el establecimiento de un techo y de un suelo. A juicio de la CNE los techos y los suelos aplicables a las instalaciones de energías renovables deberían ser extendidos también a la cogeneración y a los residuos.

Además, se propone que cada cuatro años se revisen las primas para las instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008.

Adicionalmente, se considera que se deberían calcular el techo y el suelo, de forma que resultasen simétricos respecto a la retribución en el mercado (suma de la tarifa regulada más el incentivo económico), como una variación de dos puntos de rentabilidad por encima y por debajo de la rentabilidad prevista en el mercado.

Asimismo, se propone la ampliación del periodo de permanencia en las opciones de venta a tarifa o en el mercado desde el año actual, a un periodo de cuatro años.

La aplicación del suelo y del techo, a efectos de facturación mensual, se debería realizar con el precio medio ponderado mensual de todos los mercados organizados (apartado 7.2).

10.3 Tercera propuesta

Se ha de mejorar la regulación sobre el mecanismo de la venta de energía a tarifa, en especial respecto la realización de programas de funcionamiento y la imputación del coste del desvío. Se debería habilitar al Ministro de Industria, Turismo y Comercio o al Secretario de Energía para establecer una norma sobre intercambio de información, la forma de realización de ofertas, y el mecanismo de liquidación de la energía suministrada a tarifa, contemplando un procedimiento simplificado para las instalaciones de potencia no superior a 5 MW. No se debería excluir al régimen especial de los mercados asociados a los servicios gestionados por el operador del sistema, ni a las energías no gestionables de la retribución por garantía de potencia (apartado 7.3).

10.4 Cuarta propuesta

Mantener el incentivo económico en el mercado para diferenciar esta opción de la de tarifa regulada. Se valora dicho incentivo para las energías renovables en el 10% de la tarifa media o de referencia de 2006 (actualizada en 2007 con el IPC-1), y para el resto de tecnologías, en el 5% de esta tarifa (apartado 7.4).

10.5 Quinta propuesta

Mejorar la regulación del nuevo sistema de pagos de tarifas, primas y complementos, y que este sistema entre en vigor el 1 de enero de 2009 (apartado 8.1).

10.6 Sexta propuesta

Suprimir el registro de potencia. La CNE publica mensualmente la potencia que factura de cada tecnología, por lo que se debería establecer en la propuesta de RD que cuando se alcance el límite de planificación, según dicha publicación de la CNE, se mantendrán las tarifas y primas durante el año móvil siguiente al mes en que se hubiera alcanzado el límite, salvo en los casos de las energías solar térmica y minihidráulica, donde se considerarán dos años.

Condicionar la solicitud de acceso a la red a la deposición del aval del 2% de la inversión. El gestor de la red deberá percibir del solicitante los gastos del estudio de viabilidad (apartado 8.2).

10.7 Séptima propuesta

Mejorar la regulación de la cogeneración establecida en la Ley respecto a la percepción de tarifas y primas más allá del décimo año desde la puesta en marcha o para la cogeneración de potencia superior a 50 MW. Basar el incentivo de eficiencia, positivo o negativo, en el Ahorro de Energía Primaria. Suprimir el punto frontera producción-consumidor. Disposición adicional para posibilitar las liquidaciones del pasado (apartado 8.3).

10.8 Octava propuesta

Eliminar la disposición sobre el paso de la minihidráulica de régimen ordinario a régimen especial (apartado 8.4).

10.9 Novena propuesta

Mantener la regulación sobre el contrato con el distribuidor hasta el 1 de enero de 2009 (apartado 8.5).

10.10 Décima propuesta

Regular la conexión de instalaciones de régimen especial de terceros en las redes interiores propiedad de ADIF. El operador del sistema, como encargado de la lectura, determinaría las pérdidas técnicas correspondientes, cobrando de dichos terceros los gastos correspondientes (apartado 8.6).

10.11 Undécima propuesta

Ampliar el límite de la representación por un operador no dominante, desde el 5% de cuota en el mercado al 10% (apartado 8.7).

10.12 Duodécima propuesta

Flexibilizar la regulación sobre la hibridación de las instalaciones solares termoeléctricas, permitiendo el consumo de combustibles fósiles y/o biomasa (apartado 8.8).

10.13 Decimotercera propuesta

Necesidad de un procedimiento simplificado para la autorización y conexión de pequeñas instalaciones (≤ 100 kW) (apartado 8.9).

10.14 *Decimocuarta propuesta*

En los sistemas insulares y extrapeninsulares se aplicarán los procedimientos de operación establecidos en estos sistemas, y las referencias de acceso al mercado se deberán entender como acceso al despacho de costes variables (apartado 8.10).

10.15 *Decimoquinta propuesta*

Inclusión en el subgrupo b.7.1. de la glicerina procedente de la producción de biodiesel (apartado 8.11).

10.16 *Decimosexta propuesta*

Aplicación del complemento de energía reactiva a todas las instalaciones de potencia entre 15 kW y 100 MW (apartado 8.12).

10.17 *Decimoséptima propuesta*

Mejoras en la definición del índice de precios de gas natural de cogeneración (apartado 8.13).

10.18 *Decimoctava propuesta*

Posibilitar que la biomasa o el biogás puedan ser empleados como co-combustión en las instalaciones de ciclo combinado o de cogeneración de régimen ordinario. Asimismo, para la biomasa en régimen especial, admitir la disminución voluntaria del límite de la aportación térmica de la biomasa desde el 90% hasta el 70% condicionando dicha disminución al cumplimiento de los rendimientos eléctricos equivalentes exigibles a la cogeneración correspondiente, según el anexo I de la propuesta de Real Decreto. En su caso, la tarifa regulada, el techo y el suelo, se deberían reducir en un 5 por ciento, y la prima un 10 por ciento. En todos estos casos se percibiría el complemento por eficiencia (apartado 8.14).

10.19 *Decimonovena propuesta*

Por transparencia regulatoria y para facilitar el control de la retribución de las instalaciones de régimen especial, parece conveniente realizar un esfuerzo en simplificar y unificar los grupos tarifarios contenidos en la propuesta de Real Decreto, especialmente allí donde son más prolijos, esto es, los que corresponden a la cogeneración y a la biomasa (apartado 8.17).

10.20 Vigésima propuesta

Otros: Eliminación de la Disposición final tercera (apartado 8.15), red denominación o eliminación de la Disposición Adicional segunda (apartado 8.16) y otros aspectos (apartado 8.18).

10.21 Vigésimo primera propuesta

Establecimiento de las nuevas tarifas, primas e incentivos para las tecnologías analizadas por la CNE. Asimismo, la CNE considera que se deberían revisar los cálculos que determinan la retribución a percibir por las instalaciones para el tratamiento y reducción de purines, y la biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal, con el fin de comprobar que se obtiene la rentabilidad que se persigue (apartado 9).

11 CONCLUSIÓN

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía considera que el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, posee un valor de gran importancia, cual es la estabilidad regulatoria.

El Consejo de Administración de la CNE considera que, tal y como está definido el periodo transitorio, el proyecto de Real Decreto objeto de informe:

- (a) debe de entrar en vigor el 1 de enero de 2008; y
- (b) de acuerdo con el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, el proyecto de Real Decreto objeto de análisis e informe no se aplicará a las instalaciones que estén en funcionamiento el 1 de enero de 2008.

La CNE por tanto, informa desfavorablemente la Propuesta de Real Decreto objeto del presente informe en tanto que el mismo no considera la propuesta indicada en el párrafo precedente y las propuestas contenidas en el apartado décimo de este Informe.

ANEXOS

ANEXO I: RESUMEN DE LOS COMENTARIOS DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO VERTIDOS EN LA REUNIÓN DE 20 DE DICIEMBRE DE 2006

Resumen de los comentarios de los miembros del Consejo Consultivo vertidos en la reunión de 20 de diciembre de 2006

El primer punto de la sesión del Consejo Consultivo de Electricidad del día 20 de diciembre de 2006, celebrada en la sede de la CNE, es el relativo al *“Informe sobre 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”*.

Siguiendo el Orden del Día, el Subdirector de Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio procede a la presentación de la Propuesta de Real Decreto citada.

A continuación, la Presidenta de la CNE cede la palabra a los miembros del Consejo Consultivo que así lo solicitan.

Representantes de las Comunidades/Ciudades Autónomas:

- C.A. País Vasco
No está de acuerdo con las convocatorias de urgencia de las sesiones del Consejo Consultivo, especialmente en el caso de la Propuesta de Real Decreto objeto de esta sesión, que supone un gran cambio de la estructura actual del régimen especial.
En cuanto a la Propuesta, considera que vulnera el principio de seguridad jurídica, poniendo en peligro la estabilidad jurídica del régimen establecido en el Real Decreto 436/2004.
Valora negativamente la posibilidad de la existencia de “prima negativa” en las instalaciones de generación con energías renovables.
Reclama un trato más favorable para las instalaciones que utilicen residuos de la industria forestal como combustible, ya que esta industria tiene presencia importante en su C.A. y la disminución de retribución podría suponer la eliminación de inversión proyectada para el desarrollo de esta industria. También, aboga por mantener la

retribución de instalaciones de potencia superior a 50 MW, y permitir la codigestión en purines.

- C.A. Galicia
Enumera diversos errores encontrados en la redacción de la Propuesta. Además, proponen una nueva redacción que clarifique determinados aspectos, como la competencia sobre las instalaciones en régimen especial o sobre la inspección.
Por otra parte, menciona incoherencias en el trámite en cuestiones relativas al procedimiento administrativo. En este aspecto, propone la comunicación bidireccional entre la Dirección General de Política Energética y Minas y la Xunta.
En cuanto al registro de potencia, cuyo planteamiento no considera adecuado, por ser anterior a la autorización, propone incluir en el RD el detalle de la documentación a aportar.

- C.A. Asturias
Plantea la modificación de la retribución propuesta para determinados grupos, en concreto el b.8.2, cuando se trata de poli-combustibles. Además, debería ser posible la hibridación entre el grupo c y la biomasa.
Valora negativamente la posibilidad de la existencia de “prima negativa” en las instalaciones de generación con energías renovables.
En cuanto al registro de potencia, considera que el requisito único de abono de aval, sin tener en consideración la viabilidad técnica del proyecto, podría impedir la realización de proyectos adecuados y beneficiosos para el sistema.

- C.A. Valencia
Con carácter general considera que la Propuesta introduce inestabilidad jurídica e incertidumbre financiera.
Propone mayor concreción en cuanto a la definición de potencia y menciona diversas erratas en la redacción del borrador.
Valora positivamente el establecimiento de un complemento de eficiencia, aunque considera que debería ser más elevado.
Además, opina que la modificación de primas en el caso de la energía eólica podría dificultar la puesta en marcha de proyectos ya en desarrollo, que la tecnología off-

shore no puede tener una prima suficiente, y que la corrección por antigüedad de la cogeneración se debería realizar los 15 años.

- C.A. Castilla La Mancha
Su representante resalta la inseguridad jurídica de este borrador para los inversores en energías renovables.
Valora positivamente la existencia de un registro de potencia, sin embargo considera mejorable su planteamiento, a través de la presentación de un proyecto que avale la solvencia técnica de las instalaciones inscritas. Las instalaciones con autorización deberían presentar aval también.
No se muestra de acuerdo con los objetivos de potencia. Apoya la revisión de objetivos en el año 2008.
Por otra parte, propone la eliminación de la inscripción provisional.
- C.A. Navarra
Opina que este borrador retrotrae derechos ya adquiridos por los inversores y reduce la rentabilidad de las inversiones. Desaparecen derechos: por el techo, la garantía de potencia, el incentivo, y la obligatoriedad de aguantar huecos de tensión. En su C.A. la mayoría de los parques eólicos son antiguos y no pueden adaptarse al Procedimiento de Operación sobre huecos de tensión.
Valora positivamente la existencia de un registro de potencia, pero considera que tal como se ha definido supone una descoordinación entre la Administración Estatal y las Autonómicas.
- C.A. Islas Baleares
Considera que este Real Decreto introduciría inestabilidad jurídica e incertidumbre financiera.
Valora positivamente la existencia de un registro de potencia, que debería estar muy coordinado con los registros de las Comunidades Autónomas. Para lograr mayor coordinación, propone que no se dé de alta una instalación en el registro de potencia mientras no exista autorización administrativa por parte de la Comunidad Autónoma.
- C.A. Castilla y León
Para su representante, este borrador supone un cambio brusco en la legislación.

Por otra parte, plantea que esta normativa debería tener mayor rango (rango de Ley) y aglutinar toda la legislación vigente en energías renovables.

Encuentra sin sentido el párrafo tercero del artículo 14, relativo a la certificación del rendimiento eléctrico equivalente por “una entidad reconocida”. Según expone, esta entidad ya está reconocida como la CNE.

- C.A. Madrid
Destaca la importancia de la generación fotovoltaica en su C.A., propone la diferenciación en retribución entre las instalaciones en cubiertas (edificios) y las instalaciones sobre suelo.
Se muestra contrario a la existencia de inscripción provisional.

- C.A. Extremadura
Considera que el borrador presentado no respeta la normativa vigente, concretamente el artículo 40 del Real Decreto 436/2004, relativo a la revisión de tarifas, primas, incentivos y complementos para nuevas instalaciones.
Menciona el establecimiento en su C.A. de una exigencia de generar tres puestos de trabajo por cada MW autorizado. Aun así, tienen numerosas inscripciones previas y gran cantidad de potencia solicitada.
Plantea que es necesario definir claramente el trámite procedimental en el registro de potencia, ya que instalaciones en proceso de construcción podrían quedar fuera de dicho registro.

- C.A. Aragón
Incide en la falta de claridad en cuanto a la definición de la competencia de las CC.AA.
Valora negativamente la existencia de un registro de potencia, considerando que generará problemas adicionales.
En lo relativo al régimen retributivo, denuncia la falta de estabilidad del sistema económico planteado por el borrador. Estima que esta situación generará falta de confianza en dicho sistema, debido a la inseguridad jurídica.
Destaca la necesidad de realizar un estudio económico detallado en el sector de la generación eléctrica con biomasa, en especial las de la industria del sector forestal.

- C.A. Murcia

Se muestra contrario a la urgencia de la revisión del Real Decreto vigente, considera que es necesario emplear más tiempo y contar con mayor participación.

Manifiesta que el borrador introduce inseguridad jurídica, y que en su C.A. afectará principalmente a las instalaciones fotovoltaicas.

Propone que el tramo de potencia comprendido entre 100kW y 10MW presente la opción de acudir al mercado cobrando el precio de mercado más la prima.

Comenta también diversos aspectos que considera mejorables del borrador, como la introducción de un subgrupo de “discos stirling” en el grupo de las instalaciones solares térmicas, diferenciar la retribución de la biomasa con distintos escalones de potencia, compensar la refrigeración por aire de las instalaciones termosolares (primando así el ahorro de agua), considerar las instalaciones de desalación que utilizan energías renovables, elevación de los objetivos de potencia, delimitar claramente la competencia de las empresas distribuidoras en las instalaciones conectadas a baja tensión, diferenciar plazos de inscripción en función de la tecnología específica, ampliar la duración mínima de los contratos entre productores y distribuidores, aumento de la coordinación entre Administraciones Estatal y Autonómicas y eliminación de la obligación de aval a las pequeñas instalaciones.

Por último, considera que con la redacción de este borrador los organismos autonómicos quedarían supeditados a la acción de inspección del Estado en cuanto a las instalaciones de cogeneración.

- C.A. Cantabria

Considera que el actual Real Decreto produjo efectos no deseados, como la evolución exponencial de instalación de potencia eólica, la aparición de huertos solares o la paralización de la biomasa. No se puede ir al mercado con una subvención excesiva, ya que se deben primar sólo las mejores opciones, no cualquiera. Se deberían otorgar las subvenciones en concurrencia.

No está de acuerdo en el planteamiento del registro de potencia, considerando que el requisito fijado de obtención de inscripción definitiva va a suponer el fomento de la celeridad, no de la mejor o más adecuada tecnología.

- C.A. Andalucía

Denuncia el poco margen para la actuación de las CCAA según el borrador presentado.

Hace una serie de consideraciones y proposiciones, como mejorar la definición de “alto rendimiento energético” establecida en el borrador, desligar la concesión de autorizaciones de los derechos de conexión y acceso, la eliminación de las menciones al Real Decreto 1955/2000 en las instalaciones conectadas a baja tensión y el mantenimiento de los costes financieros por demora en el pago de la energía.

Además, en lo relativo al registro de potencia, considera necesaria la clara definición de la forma de entrar y salir del registro de potencia. Propone establecer la cuantía del aval en función de la potencia de la instalación e incluir el aspecto técnico en la inscripción en el registro de potencia. Además, propone que se produzca la devolución del aval cuando la instalación obtenga el Acta de Puesta en Marcha en vez de la inscripción definitiva, y que no debe permitirse la transferencia de la inscripción cuando se produce la transferencia del titular. Por último, propone establecer un límite temporal de la inscripción sin la puesta en marcha.

En cuanto a los gastos de estudio previos a la conexión, considera que deberían ser abonados a la empresa distribuidora. Asimismo, el interlocutor único debería ser también para el gestor de red de distribución y se debe poner límites a la aceptabilidad de los proyectos de más de 10 MW por el operador del sistema.

Expone la especial situación de su C.A. en relación con las instalaciones de secado de alperujo, solicitando que se las equipare a las instalaciones de tratamiento de purines.

- C.A. Cataluña

Solicita la simplificación del procedimiento administrativo para las instalaciones fotovoltaicas.

En cuanto a la prioridad de acceso y conexión a redes de distribución para las instalaciones en régimen especial, resalta la mayor exigencia en requisitos en comparación con el régimen ordinario.

No se muestra de acuerdo con el desarrollo de la función de inspección de las instalaciones de cogeneración por parte de la Comisión Nacional de Energía, proponiendo que esta labor sea realizada por los organismos de las CCAA, encargados de inspeccionar y sancionar.

En el caso de los objetivos de potencia eólica off-shore, propone limitar esta potencia a las pruebas piloto.

Por último, manifiesta que el borrador propuesto no resolverá el problema planteado con las instalaciones de tratamiento de purines, proponiendo se incremente la potencia de nuevas instalaciones en proceso de puesta en marcha.

Representantes de las compañías del sector eléctrico:

- Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica
Expone en primer lugar que el borrador de Real Decreto se apoya en el concepto de energía en barras de central, pero este concepto es difícil de obtener si la instalación no cuenta con los instrumentos de medida adecuados. Por ello, considera necesaria la aplicación de un periodo transitorio para poder después llevar a cabo el procedimiento de medida establecido en el borrador. También sería necesaria la adecuación de los trafos.

En cuanto a la retribución de la cogeneración, solicita información sobre los valores de inversión sobre los que se han efectuado los cálculos.

Considera que los precios y tarifas propuestos en el borrador presentado serán en algún tramo disuasorios para la inversión. Para evitar esta situación, sugiere que no se considere coste de combustible cero en los grupos a.2 y a.1.3 y que las tarifas se sitúen en una curva continua en lugar de en escalones. También propone la inclusión del concepto de discriminación horaria.

Para elevar la eficiencia energética del consumo de biomasa, sugiere el establecimiento de un nuevo grupo de cogeneración con biomasa, de la misma forma que la co-combustión.

Por otra parte, señala que el borrador no supone un atractivo para que las instalaciones de cogeneración acudan al mercado.

Propone una redacción distinta para la delimitación de la potencia de una instalación, y la posibilidad de separar la potencia de los grupos a.1 y a.2.

Indica la falta de claridad en cuanto a las posteriores actualizaciones de tarifas y primas del borrador de Real Decreto.

La aportación de servicios complementarios en el mercado debe ser potestativo.

Opina que todas las instalaciones incluidas en el ámbito del Real Decreto 436/2004 y las de sus DT 1 y 2, deben ser incluidas en la Disposición Transitoria Primera de la nueva reglamentación.

Cuando no se cumpla el rendimiento eléctrico equivalente se debe retribuir la energía de cogeneración prevista en la Directiva.

Por último, en lo relativo al contrato de energía térmica entre el cogenerador y el cliente que recibe el calor útil, debería estar abierto a lo que las partes consideren conveniente. Ello sin perjuicio de la tarifa fijada por el Ministerio.

- CIDE (Distribuidores acogidos a la Disposición Undécima de la Ley 54/97)
Su intervención se refiere fundamentalmente a la medida de los puntos frontera. Considera que el borrador presentado establece nuevas obligaciones para los distribuidores que no van acompañadas de retribución.

- OMEL (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad)
Su representante comienza solicitando el fomento y la no discriminación en cuanto al acceso al mercado.
Por otra parte, considera negativa la retroactividad en el borrador de Real Decreto. Por ello, opina que sería necesario encontrar fórmulas más favorables y consistentes para desarrollar la nueva normativa.
Valora positivamente los nuevos mecanismos de liquidación de la energía y de las primas, pero no está de acuerdo con el establecimiento de primas negativas. Plantea la opción de la subasta de primas.
Por último, resalta que debe mantenerse la libre elección del productor.

- UNESA
Se adhiere a la opinión de los distribuidores respecto al establecimiento de nuevas obligaciones sin contar con mayor remuneración.
Incide en la presencia de inestabilidad jurídica y retroactividad que presenta el borrador de Real Decreto. Éste debería establecer una rentabilidad razonable y la posibilidad de predecir los ingresos.
Echa en falta la memoria económica de la propuesta de Real Decreto, su presentación favorecería la transparencia.
Además, considera que los conceptos englobados en este borrador deberían ser analizados conjuntamente con la propuesta de Real Decreto de tarifa para el año 2007.

- REE
Su representante solicita la disminución de los plazos establecidos en el borrador de Real Decreto para la adaptación de las instalaciones eólicas a huecos de tensión. Ya se están produciendo problemas en la generación y considera que un plazo de un año es suficiente para que cada instalación conozca y manifieste si se podrá adaptar o no al Procedimiento de Operación correspondiente. Sugiere que los incentivos económicos transitorios sean más elevados durante el primer año.
También denuncia la ampliación del plazo para la adscripción de instalaciones en régimen especial a un centro de control.
Solicita la adaptación urgente de las instalaciones a los requisitos de mínima frecuencia.
En lo relativo al registro de potencia, considera importante que las instalaciones, además de abonar un aval, cuenten con las autorizaciones administrativas necesarias. Además, el aval sólo se debería cancelar cuando la instalación entrara en servicio.
En cuanto a los desvíos, encuentra paradójica la diferenciación de la asunción del pago de este coste: por los consumidores (hasta 5 MW) y por los generadores (a partir de 5 MW).
- ACIE (Comercializadores)
Considera que el planteamiento del registro de potencia debe ser modificado. La presentación del aval no debería ser condición suficiente para la inscripción en el registro, es necesaria la introducción de otros requisitos. Debería ligarse esta inscripción a la posibilidad de acceso a red que tenga cada instalación.
Considera que los comercializadores podrían también representar a los productores en régimen especial que opten por la opción de tarifa regulada.
Por último, piensa que no están justificados los límites de potencia en cuanto a la aplicación de pago por desvíos. Propone que estos límites para el pago: por los consumidores (hasta 1 MW) y por los generadores (a partir de 1 MW).
- APPA (Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores de Electricidad)
Incide en la premura de la convocatoria y en la quiebra de la seguridad jurídica establecida por el Real Decreto 436/2004, principalmente por la eliminación de la referencia a la TMR del RD Ley 7/2006. Esta inestabilidad ha dado lugar a un escrito

de las entidades financieras dirigido a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Considera que los objetivos de potencia no serán alcanzados con trabas como el Real Decreto Ley 7/2006 y el presente borrador de Real Decreto, sobre todo teniendo en cuenta que para alcanzar dichos objetivos, sería necesario multiplicar por siete la inversión.

Acepta el sistema de *cap* y *floor*, pero no ve claro la referencia al precio del mercado diario (al surgir otras formas de contratación). Valora de forma negativa la posibilidad de existencia de una prima negativa, que considera discriminatoria y de difícil justificación para la sociedad.

En cuanto al objetivo de potencia de la energía solar, propone incrementarlo.

Valora negativamente el planteamiento del registro de potencia. En su lugar, propone exigir un aval antes de la autorización en función de la potencia solicitada, que podría fijarse en 500.000€/MW. Además, debería exigirse la construcción de la instalación inscrita en un plazo determinado.

En cuanto a la exigencia de que las instalaciones pertenezcan a un centro de control, declara que muchos productores de potencia entre 1 y 10 MW desconocen el nudo de evacuación.

Las instalaciones que no están en el ámbito de aplicación del pago por desvíos, no deberían tener la obligación de comunicar su programa.

Se debería relajar el límite del 50 por ciento de la capacidad térmica si se dispone de centro de control.

No encuentra explicación al hecho de establecer distintas Tasas de Rentabilidad desde el RD 436 a la propuesta actual.

Representantes de consumidores y usuarios:

- Consumidores domésticos (HISPACOOOP)
Incide en manifestaciones anteriores en cuanto a la premura de la celebración del Consejo consultivo.
Considera que el borrador presentado introduce discriminación para la generación eólica, quedando ésta penalizada respecto a otras instalaciones.

Además, opina que las instalaciones fotovoltaicas en edificios quedan marginadas con esta normativa.

Por último, manifiesta que no se afronta el concepto de garantía de origen, dando libertad a los consumidores para elegir la energía que consumen.

- Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (Grandes consumidores industriales)
Hace mención a la aplicación del “todo-todo” en las instalaciones industriales.
Considera que será un gran cambio para la industria.

Agentes Sociales y de defensa de la preservación del medio ambiente:

- Greenpeace
Plantea en primer lugar que el alto ritmo de modificaciones en la retribución del régimen especial tiene como consecuencia la inseguridad de los inversores. La propuesta afecta negativamente a la energía eólica por su retroactividad.
Considera que la normativa analizada debería tener rango de Ley y que los objetivos de potencia establecidos tendrían que tener carácter vinculante.
A continuación, hacen mención a distintos aspectos del borrador de Real Decreto que deberían ser mejorados:
 - La co-combustión de la biomasa, tal como se plantea, sólo beneficia a las centrales de carbón.
 - Los residuos no deberían estar presentes en esta regulación, aunque considera positiva su diferenciación respecto a la generación con energías renovables.
 - La producción de energía mediante cogeneración y energías renovables debería estar contemplada.
 - Solicita un procedimiento más simplificado para las instalaciones fotovoltaicas.
 - Los objetivos del Plan de Energías Renovables en cuanto a potencia instalada no deberían ser límites, sino mínimos.
 - Las primas deberían garantizar la rentabilidad suficiente para las inversiones.
 - Considera la existencia de prima negativa como discriminatoria, ya que sólo se establece para la energía eólica, aunque sí está de acuerdo con la fijación de un *cap* y un *floor*.



- En lo relativo a la energía solar en el Código Técnico de la Edificación, se debe favorecer la superación de los objetivos establecidos.



ANEXO II: RESUMEN DE LOS COMENTARIOS DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO Y DE OTROS AGENTES QUE FUERON REMITIDOS POR ESCRITO

Han sido presentadas ante esta Comisión alegaciones 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* en la línea marcada por los comentarios vertidos en la reunión del Consejo Consultivo de Electricidad enumerados en el Anexo I. Han remitido escritos de alegaciones los siguientes agentes:

<u>Miembros del Consejo Consultivo</u>		<u>No miembros del Consejo Consultivo</u>
<u>Comunidades Autónomas</u>	<u>Empresas del sector eléctrico</u>	
Andalucía	Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)	Particulares con un modelo de alegaciones común
Extremadura	Iberdrola	Energías Especiales Alcohólicas, S.A.
Murcia	Unión Fenosa	Áridos Energías Especiales, S.L.
Asturias	Endesa	Enerlasa, S.A.
La Rioja	Enel Viesgo	Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF)
Galicia	Hidroeléctrica del Cantábrico	Asociación de Servicios Energéticos Básicos Autónomos (SEBA)
Valencia	UNESA	EREN
Cataluña	ACIE	ADAP
Navarra	REE	ACOGEN
País Vasco	OMEL	Neo Energía
Castilla y León		Aeversu
Aragón		AAB
		AIGUASOL
	Consumidores y usuarios	Abastecimientos Energéticos, S.L.
	CIDE	AAB
	ASEME	Aeversu
	Greenpeace	Aceversu
		Uyrsa
		Grupo Hunosa
		Aspapel
		AOGLP
		Zabalgardi
	CNE	Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN ESPAÑA)
	Dirección de Gas	CMS Albiñana & Suárez de Lezo
	Dirección de Petróleo	Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Comunidades Autónomas:

- Andalucía

Solicita, en un comentario general, mayor claridad en la atribución de competencias autonómicas, tanto sobre el régimen especial como sobre el registro de potencia, y la inclusión de las redes de distribución y sus gestores cuando se cite a la red de transporte o al Operador del Sistema.

Además, presenta comentarios sobre el texto de la propuesta. En ellos, detalla lo ya mencionado en el Consejo Consultivo de Electricidad resumido en el Anexo I.

Principalmente, se propone:

- Definir el concepto de “alto rendimiento energético”.
- Desligar las autorizaciones administrativas del proceso de acceso y conexión a las redes eléctricas.
- Considerar que el Real Decreto 1955/2000 no incluye a las instalaciones de baja tensión, por lo que éstas deberían aportar acta de puesta en servicio para su inscripción definitiva.
- Imponer la obligación a la CNE del abono de intereses de demora en el pago de las facturas a los productores.
- Incluir, tal como hacía el Real Decreto 436/2004, la posibilidad de que sean las Comunidades Autónomas las que resuelvan las discrepancias entre productor y empresa distribuidora.
- Mejora en la redacción del artículo relativo al registro de potencia, detallando la cuantía y tratamiento del aval. En este sentido, mencionan la Orden de la Junta de Andalucía.
- Diferente retribución para el grupo de biomasa procedente de residuos agrícolas o de jardinería (b.6.2).
- Modificación en la retribución de las instalaciones que utilicen residuos cuando el combustible complementario sea biomasa.
- Homogeneizar la actualización de tarifas, primas y complementos para todo el régimen especial.
- Consideran un recorte competencial el tratamiento de las instalaciones incluidas en el ámbito del Real Decreto 1538/1987.
- En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, se considera que debe incluirse el Real Decreto 1663/2000 como la normativa que rige estas instalaciones conectadas en baja tensión.
- Deben definirse los criterios que definirían a una instalación como gestionable.
- Se debe establecer la obligación de designar un único interlocutor en red de distribución en caso de la existencia de varios promotores. Además, se propone que los gastos de conexión incluyan los gastos de estudio.
- Debido a la situación de la industria del aceite de oliva, se propone modificar la retribución de las instalaciones de secado y su potencia objetivo.

- **Extremadura**

La Junta de Extremadura plantea una serie de cuestiones que resaltan falta de claridad en determinados aspectos de la redacción de la propuesta de Real Decreto.

En primer lugar, expone la incertidumbre generada a los titulares que ya estén en posesión de la inscripción previa o de autorización administrativa y que se encuentren en proceso de construcción de la instalación. En este sentido, se solicita información sobre las posteriores modificaciones de los conceptos aplicables a su retribución.

En segundo lugar, se solicita aclaración en cuanto a la presentación de documentación de las instalaciones que a la entrada en vigor del nuevo Real Decreto no posean autorización administrativa o inscripción.

Seguidamente, se considera que el límite de potencia fotovoltaica instalada es demasiado bajo teniendo en cuenta el número de solicitudes presentadas. Además, se solicita aclaración acerca del momento de entrada en vigor del mencionado límite.

Por último, se plantea la repercusión que tendría la aplicación de la nueva normativa sobre varias instalaciones propiedad de un único titular. En este sentido, la Junta de Extremadura añade información acerca de la situación de las solicitudes de inscripción (tanto número de solicitudes como potencia solicitada) y expedientes en fase de autorización administrativa.
- **Murcia**

El escrito remitido desde la Consejería de Industria y Medio Ambiente de la Región de Murcia manifiesta el desacuerdo ante la urgencia de la convocatoria. Pasa a continuación a desarrollar una serie de comentarios, tanto a nivel general como específico, sobre determinados aspectos de la propuesta de Real Decreto presentada.

En cuanto a los comentarios de carácter general, se centra la atención en el carácter retroactivo del texto, lo que genera inseguridad jurídica y económica e incertidumbre regulatoria. También se incide sobre la necesidad de simplificación del procedimiento administrativo para las pequeñas instalaciones y sobre la

posibilidad de permitir la entrada en el régimen especial de nuevas instalaciones que hubieran pertenecido al grupo d, para de esta forma evitar el problema de los residuos que son tratados por dichas instalaciones.

Los comentarios de carácter concreto se centran en:

- Establecimiento de plazos para la emisión de informe por parte del Operador del Sistema o el gestor de la red de distribución.
 - El plazo que a transcurrir entre la inscripción previa y la definitiva debe ser fijado por el órgano autonómico en función del tamaño y la tecnología de la instalación.
 - La duración mínima del contrato entre titular y distribuidora debería estar ligada a la vida útil de la instalación. Además, es necesario clarificar las autorizaciones administrativas necesarias para la formalización de los contratos con los propietarios de las redes.
 - Se valora positivamente la existencia de un registro de potencia, aunque se considera altamente mejorable, a través de la aclaración de los requisitos necesarios para conseguir la inscripción y la introducción de parámetros que permitan asegurar la realización de los proyectos. Por otra parte, se desaconseja el requerimiento de avales en el caso de pequeñas instalaciones.
 - Se propone posibilitar la opción de acudir al mercado y la prima a aplicar para las instalaciones fotovoltaicas de más de 10 MW y la inclusión de un subgrupo dedicado a los “discos stirling” en el grupo de las instalaciones solares térmicas con su tarifa correspondiente. Además, se proponen nuevos objetivos de potencia para ambos grupos.
 - Consideran que el tratamiento dado a la generación eólica comprometerá la ejecución de numerosos proyectos. Proponen la creación de un subgrupo para pequeñas instalaciones eólicas y su retribución correspondiente.
 - Exponen la diferente situación de las instalaciones que utilizan biomasa en función de la cantidad y calidad del recurso disponible. Se propone tomar en consideración esta casuística mediante el escalonamiento de la retribución según la potencia y el aumento de la retribución establecida en la propuesta de Real Decreto.
 - La energía solar debería definirse como generación gestionable.
 - Solicitan la introducción de un coeficiente de mayoración de la tarifa en las instalaciones de energías renovables que opten por refrigeración mediante aerocondensadores, minimizando el consumo de agua.
 - Proponen una tarifa especial para la producción de electricidad y calor realizada por instalaciones en régimen especial y destinada a desalación.
 - Para evitar interferencias entre las Administraciones Estatal y Autonómicas en materia de inspección a las cogeneraciones, debe redactarse el artículo correspondiente de forma más clara.
 - Se propone la elevación al Gobierno de una propuesta de proyecto de Ley de Energías Renovables, siguiendo la iniciativa autonómica.
- Asturias
La Consejería de Industria y Empleo del Gobierno del Principado de Asturias propone distinta remuneración para las plantas de biomasa procedente de

instalaciones industriales del sector forestal, diferenciando entre las instalaciones que utilizan licor negro y las que utilizan residuos industriales forestales sólidos.

Plantea la inclusión en la retribución de la posibilidad de utilización de biomasa en las instalaciones que utilicen productos de explotaciones mineras, de forma que se refleje la situación real de estas plantas, que realizan una combustión híbrida. Este planteamiento, de ser aprobado, podría llevarse a la retribución mediante la inclusión en el ámbito de aplicación del Real Decreto o mediante la inclusión en el concepto de instalaciones de co-combustión.

En el caso de la energía eólica, se solicita la posibilidad de incrementar su retribución y evitar la prima negativa, que considera discriminatoria. En este mismo sector, se propone la introducción de un subgrupo relativo a instalaciones eólicas de pequeño tamaño y la variación del escalón de potencia establecido en 5MW.

Consideran que la inscripción en el registro de potencia debe ser extendida a las instalaciones que cuenten con autorización administrativa e inscripción previa en los registros estatal y autonómico. En caso de no poseer ambos requisitos, la instalación podría incorporarse al registro de potencia adjuntando la solicitud de acogida en el régimen especial y de inscripción previa.

- **La Rioja**
Se opone frontalmente a la propuesta presentada. Considera que dicha propuesta desactiva la promoción de las instalaciones renovables, introduce inseguridad jurídica y convierte los objetivos de potencia que tiene fijados España en inalcanzables.
Propone la retirada del texto y la elaboración de un nuevo borrador.
- **Galicia**
Destaca de forma especial la necesidad de respetar el ámbito competencia, ya que consideran que la propuesta de Real Decreto vulnera la competencia autonómica sobre el régimen especial. En este sentido, proponen modificaciones en lo relativo al registro de instalaciones, concretamente en cuanto a la coordinación con las Comunidades Autónomas, la inscripción previa, la inscripción definitiva y su plazo, la actualización de documentación, los efectos de la inscripción y la cancelación de las inscripciones.

Exponen sus propuestas de mejora del texto presentado, principalmente sobre los siguientes aspectos:

- Objeto del Real Decreto.
 - Clarificación del ámbito de aplicación en cuanto a las instalaciones de biomasa y residuos.
 - Distinción competencial explícita en el artículo relativo a las competencias administrativas.
 - Aclaración de si el requisito de posesión de derechos de conexión y acceso para la obtención de autorización administrativa.
 - Se muestran contrarios a eliminar la mención al plazo máximo de un mes para la suscripción del contrato y la remisión de la copia de dicho contrato al órgano competente.
 - En cuanto al registro de potencia, se considera que los objetivos de potencia establecidos se convierten en exactos e insuperables con la redacción del borrador. Además, proponen la inclusión de modificaciones que respeten las competencias propias de las Comunidades Autónomas.
 - El horizonte temporal de los objetivos de potencia resulta ambiguo. En este sentido, se sorprenden de la potencia de referencia fijada, que según manifiestan no ha sido consensuado con las Comunidades Autónomas.
 - Resaltan la existencia de un registro autonómico, pese a estar el periodo transitorio para el cumplimiento del P.O.12.3 ligado al registro del Ministerio, y consideran discrecional la referencia a tecnología “técnicamente adaptable”.
- Valencia
La Consejería de Infraestructuras y Transporte de la Generalitat Valenciana presenta un escrito de alegaciones a la propuesta de Real Decreto en el que, como comentario general, no considera conveniente la sustitución del régimen actual. Pone de relieve que supondría aumentar la inestabilidad del sistema jurídico y retributivo de las instalaciones acogidas al régimen especial, lo que sería muy contraproducente para el desarrollo del sector.
Más concretamente, plantean que es necesario desarrollar normativamente la nueva situación de la cogeneración, que podrá verter e la red el 100% de su producción.
Solicitan una redacción más clara del artículo relativo a la definición de potencia de las instalaciones, que ya ha dado lugar a numerosas dificultades de interpretación.
También, reclaman la competencia sobre las instalaciones eólicas off-shore siempre que tengan menos de 50 MW de potencia y sobre el procedimiento de tramitación y resolución. Solicitan la inclusión en el artículo 8 de la posibilidad de que los órganos competentes de las Comunidades Autónomas puedan cumplir estas funciones en caso de tener transferidas las competencias.

Además, se propone que el requisito de poseer el documento de adhesión a las reglas de mercado para lograr la inscripción definitiva no sea exigido a las instalaciones de potencia inferior a 0,5 MW.

En cuanto al contrato entre el titular de la instalación y la empresa distribuidora, señalan que no existe contrato tipo que sea de aplicación a todo tipo de instalaciones, únicamente para el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Debe publicarse a la mayor brevedad.

Consideran que la obligación de los titulares de instalaciones de cogeneración de comunicar los contratos de energía térmica debe exigirse con independencia de la opción de venta escogida.

Se muestran en desacuerdo con el tratamiento dado a las instalaciones eólicas que ya estén en funcionamiento, respecto al cumplimiento de respuesta ante huecos de tensión.

Proponen la modificación de diversos aspectos, tanto formales como de contenido, del artículo referente al registro de potencia, de forma que el procedimiento de inclusión en el mismo y los requisitos para la constitución del aval queden clarificados. En este sentido, reclaman la existencia de una referencia al órgano autonómico correspondiente. Además, consideran necesario dotar de mayor contenido a la inscripción previa.

Plantean que la exigencia de presentar ofertas al mercado en el caso de que el titular se acoja a la opción de tarifa regulada supone demasiada complejidad y costes para los pequeños productores, por ello se debe modificar tanto el artículo 22 como la disposición transitoria quinta. Añaden que debe incluirse la mención al órgano autonómico en la obligación de comunicación del cambio de opción de venta.

Valoran positivamente la creación de un complemento por eficiencia, pero lo consideran insuficiente.

En cuanto a las tarifas y primas establecidas, se consideran insuficientes para el grupo de cogeneraciones que utilicen energías residuales y para las instalaciones eólicas.

Resaltan la inexistencia de tarifa para la eólica off-shore y destacan que no se fija la potencia instalada de referencia para las instalaciones de biogás.

Por último, proponen ampliar el periodo de transición a las instalaciones existentes al menos hasta el año 2015.

- **Cataluña**

La Dirección General de Energía y Minas de la Generalitat de Cataluña remite conjuntamente los comentarios a las propuestas de Reales Decretos de tarifa eléctrica y de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En cuanto a los comentarios que atañen a la segunda propuesta, cabe destacar que:

- La mencionada Dirección General considera que debería existir coordinación entre el Registro de Potencia creado por la propuesta y los dos registros ya existentes, el RIPRE y los registros autonómicos. Además, se debería especificar claramente el procedimiento de cancelación en el Registro de Potencia en caso de denegación de autorización administrativa.

En el caso de pequeñas instalaciones (hasta 100 kW) se propone que la inscripción en el Registro de Potencia se produzca de forma automática y no haya necesidad de presentación de aval.

- Solicita la eliminación de la Disposición Adicional Séptima, en tanto en cuanto establece condicionantes para la generación no gestionable superiores a los establecidos para cualquier otra generación y añaden limitaciones sin justificación técnica. Por ello, propone que los procedimientos de acceso y conexión sean determinados por Procedimientos de Operación en lugar de a través de Real Decreto. Subraya que los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución son competencia de las Comunidades Autónomas.
- Se muestran contrarios a la reducción de potencia de instalaciones que deben pagar desvíos. Alegan que las pequeñas instalaciones no tienen capacidad para reducir estos desvíos y el impacto económico que soporten sería elevado.
- Consideran necesaria la inclusión de un apartado en el artículo relativo a la autorización de las instalaciones, acerca de la obligación de las empresas eléctricas en realizar las modificaciones para que sea posible el acceso a red del régimen especial y la competencia autonómica en caso de discrepancia.
- Proponen que la actualización de los conceptos de retribución del grupo de renovables se realice de la misma forma que en el resto de tecnologías, al IPC.

En cuanto a las instalaciones recogidas en la Disposición Transitoria Primera (las pertenecientes al Real Decreto 436/2004) se propone que la retribución sea la misma que para las instalaciones acogidas al nuevo Real Decreto (IPC).

- Plantean la necesidad de que los estudios sobre el potencial de energías renovables tengan en cuenta las necesidades futuras de regulación secundaria y terciaria en el sistema eléctrico y los cambios de funcionamiento de estos mercados.
- En lo relativo al ámbito competencial, la Generalitat considera que la redacción de la propuesta supone una invasión de las competencias atribuidas a las Comunidades Autónomas, concretamente respecto a la potestad de inspección y sanción de las instalaciones de cogeneración, la acreditación de las entidades que pueden certificar que las instalaciones en régimen especial cumplen los requisitos técnicos exigidos, la remisión de dichos certificados a las Comunidades Autónomas y las inspecciones del rendimiento eléctrico.
- Respecto a la normativa sobre cogeneración, se considera acertada la actualización de conceptos retributivos según el precio del gas natural, aunque se propone que el precio sea aplicado en función de tramos de potencia de las instalaciones. Además, se propone que las instalaciones que utilicen biomasa puedan cobrar el complemento por eficiencia si acreditan rendimientos eléctricos equivalentes superiores a los que la propia Generalitat propone en su documento de alegaciones.
- En el sector de la energía fotovoltaica, se propone la equiparación de tarifas entre las instalaciones englobadas en el ámbito del Código Técnico de la Edificación y el resto de instalaciones fotovoltaicas. En este mismo sector, se propone la mejora de la redacción del artículo que define la potencia de las instalaciones.
- Echan en falta el establecimiento de la potencia eólica marina que podrá solicitarse y del *floor* para la suma del precio de mercado más prima.
- Consideran muy necesaria la explicitación detallada de los combustibles que pueden ser aceptados como biomasa. Además, proponen una segmentación más conveniente del grupo b.7, atendiendo a la realidad tecnológica del sector, la exclusión de la retribución del uso de combustibles para generación eléctrica y el escalonamiento de las plantas de biogás según su potencia.

- En el caso de las instalaciones de depuración de aguas residuales, se propone que durante el periodo transitorio se mantenga la retribución que estas instalaciones perciben actualmente.
- Plantean que la suma de las potencias nominales de las instalaciones de tratamiento y reducción de purines que se mencionan en la Disposición Transitoria Segunda debería incrementarse hasta el límite de 187,5 MW.

Por último, enumeran una serie de modificaciones que corresponden a erratas o párrafos incompletos del texto de la propuesta.

- Navarra

El Gobierno de Navarra resalta el incumplimiento de la irretroactividad establecida por el régimen actualmente vigente. Propone:

- Mantener el marco actual para las instalaciones que estén en funcionamiento a 1 de enero de 2009.
- Mantener los derechos existentes y vincularlos a parámetros energéticos predecibles para la vida de la instalación.
- Que el sistema establecido para el registro de potencia no funcione de forma independiente, sino que se regule conjuntamente entre el Ministerio y las Comunidades Autónomas.

- País Vasco

Valoran negativamente la retroactividad que presenta el borrador de Real Decreto y la posibilidad de que exista prima negativa en la aplicación del sistema de *cap y floor*.

Consideran que se debe mantener el actual régimen retributivo en cuanto a las instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW.

Estiman necesario mantener vigente la posibilidad de utilizar combustible auxiliar hasta en un 30% del total de energía primaria.

Consideran interesante la opción de permitir la codigestión en las plantas de purines.

Por último, plantean que en su Comunidad Autónoma son sectores importantes el papelero y maderero, considerando que quedan desfavorecidos con el tratamiento retributivo de sus instalaciones.

- Castilla y León

Remite un documento que se divide en comentarios generales, particulares, errores mecanográficos y otras observaciones.

Los comentarios generales podrían resumirse en la creencia de que el sistema de retribución del régimen especial queda en entredicho con el borrador presentado, más aún si se tiene en cuenta que se introduce mayor incertidumbre con la propuesta de cambio en 2010, y el desacuerdo con la posibilidad de que existan primas negativas.

Para emitir los comentarios particulares, la Consejería de Economía y Empleo hace un recorrido por el articulado de la propuesta de Real Decreto, considerando que:

- Se debe seguir permitiendo el uso de un 30% de gas natural en las instalaciones de combustión de biomasa y biogás.
- Se podrían establecer grupos por potencia en las tecnologías minihidráulica, biomasa y biogás, de forma que se incentive la creación de plantas pequeñas.
- Es mejorable el texto del artículo relativo a la definición de la potencia de las instalaciones.
- Convendría detallar las características de los centros de control de generación a los que deben acogerse las instalaciones.
- Debería coordinarse la acogida de la instalación en el régimen especial por parte de la Comunidad Autónoma con la inscripción en el Registro del Ministerio.
- Es necesario señalar a quien corresponden los costes de la certificación de cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente.
- La duración mínima de 5 años del contrato entre titular de la instalación y compañía distribuidora es excesiva.
- Deberían valorarse en el texto de la propuesta los costes que para los productores en régimen especial suponen la instalación y mantenimiento de los centros de control de generación.
- Se deben eliminar los objetivos de potencia para las instalaciones pertenecientes al grupo a.
- Dada la elevada inversión necesaria para acometer proyectos de tratamiento de purines, la inclusión de las nuevas plantas de esta tecnología en el grupo a significará en esta Comunidad Autónoma un gran perjuicio.

- Los valores establecidos para la categoría b podrían rebajar rentabilidades y conducir a inversiones en terceros países en lugar de en España. Además, estos valores parecen fomentar la vuelta a las tarifas.
 - Estiman que la retribución otorgada a las instalaciones que utilizan biomasa residual leñosa, residuos ganaderos y biomasa de industria forestal debería incrementarse.
 - La continuidad del funcionamiento de instalaciones que estaban acogidas al Real Decreto 2366 o al Real Decreto 2818 podría peligrar si se obliga a su migración a la nueva normativa.
- Aragón
En líneas generales, el Departamento de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno de Aragón considera que los cambios en cuanto a retribución económica del régimen especial generan incertidumbre e inseguridad sectorial. Por su parte, la retroactividad en las medidas supone inseguridad jurídica para los proyectos. Consideran que el registro de potencia, tal y como se ha planteado en la propuesta de Real Decreto, contribuye a incrementar las dudas sobre el futuro especialmente de la energía eólica.
Además, la incertidumbre es mayor al desaparecer la actualización indexada a la tarifa media de referencia.
También destacan que es necesario realizar un estudio económico en profundidad en el área de la biomasa. Su tratamiento podría poner en peligro industrias muy importantes en esta Comunidad Autónoma, como la del papel y la madera.
Estas consideraciones se analizan más concretamente, proponiéndose modificaciones en los artículos relativos a la inscripción definitiva, las obligaciones de los productores en régimen especial, el registro de potencia, el cálculo y liquidación del coste de los desvíos, el procedimiento de inspección de las cogeneraciones y la disposición adicional séptima, que trata el acceso y conexión a la red.

Compañías del sector eléctrico:

- Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)
Presentan escrito el 27 de diciembre de 2006, sustituyendo así al presentado el 22 de diciembre de 2006.

Plantean una serie de modificaciones, con su correspondiente justificación, al articulado de la propuesta de Real Decreto que se informa. De esta forma, hacen una revisión del articulado clasificando sus propuestas según que la importancia concedida sea alta, media o baja. De las algo más de 80 modificaciones propuestas, el 73% han sido consideradas por APPA como de alta importancia, mientras que las propuestas consideradas como de media y baja importancia representan el 18% y el 9% respectivamente del total de modificaciones.

Además, incluyen unas consideraciones de carácter general sobre la retribución de las energías renovables y un informe sobre el borrador de Real Decreto elaborado por el despacho de abogados *CMS Albiñana & Suárez de Lezo*, de fecha 20 de diciembre de 2006.

Las principales propuestas de modificación de APPA podrían resumirse así:

- Modificación del texto de la propuesta con el objeto de evitar la retroactividad para las instalaciones englobadas en el Real Decreto 436/2004.
- Creación de un subgrupo de instalaciones eólicas no superiores a 100 kW.
- Distinguir dos grupos en los cultivos energéticos, diferenciando su origen.
- Redefinición y escalonamiento por potencia instalada de los subgrupos que engloban el biogás como combustible.
- Creación de un grupo que incluya la generación conjunta con varias energías renovables.
- Limitar la utilización de combustibles a las instalaciones con procesos térmicos.
- Aumentar la posibilidad de consumo de combustible auxiliar hasta el 30%.
- Introducir la posibilidad de sustitución o mezcla de combustible en las plantas de biomasa en periodos de escasez del combustible principal.
- Eliminar la posibilidad de retribución a instalaciones productoras con energías renovables pertenecientes a varios titulares en un mismo punto de conexión.
- Incorporar determinadas modificaciones, como la inversión en obra civil, al concepto de "modificación sustancial".
- Inclusión de un aval en la solicitud de autorización administrativa de las instalaciones fotovoltaicas.
- En cuanto la información a aportar para la inscripción definitiva de la instalación, se propone: mencionar los modelos de contrato aprobados por la Administración, que el informe del Operador del Sistema sea emitido en un mes y conlleve silencio positivo, la eliminación de la obligación de entregar

documento de adhesión a las reglas de mercado y modificación de la redacción en cuanto a la obligación del órgano autonómico a inscribir la instalación.

- Inclusión del grupo b.7 en la obligación de actualización de la documentación, en cuanto a los tipos de combustible utilizados.
- En lo relativo a los contratos con las empresas de red, se propone eliminar el sentido de contenido mínimo, desarrollando más ampliamente la obligación de la empresa distribuidora.
- Eliminación de la obligación de las pequeñas instalaciones (inferiores a 10 MW) de pertenecer a un centro de control. Además, se consideran excesivos los requisitos de pertenecer a un centro de control y de cumplir los requisitos de huecos de tensión para tener derecho al cobro de la retribución establecida.
- Se propone modificar el artículo relativo a la cesión de la energía generada en régimen especial de la siguiente forma: completar la definición de la energía que puede ser incorporada al sistema con alusión al “saldo instantáneo”, incluir obligación de contrato entre la empresa distribuidora y el titular de la instalación y la sustitución de establecer un acuerdo para cuantificar las pérdidas por realizar la medida en barras de central.
- Supresión del Registro de Potencia y de las referencias al mismo a lo largo del texto de la propuesta. Se menciona además que las cifras objetivo sobre la potencia instalada deben tener carácter de mínimo y no de máximo.
- Modificar el artículo relativo a los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, de forma que se elimine la obligación de presentar ofertas al mercado por parte de las pequeñas instalaciones y se detalle la percepción de la retribución en caso de optar por la venta en el mercado o a través de contrato bilateral.
- Solicitan la introducción de los parámetros sobre los que se establece la tarifa regulada para cada tecnología.
- En cuanto al establecimiento de la prima, proponen la modificación de la referencia al valor del precio horario del mercado diario y la supresión de la prima negativa, eliminando así la posibilidad de que el productor se vea obligado a devolver al sistema una parte del precio reconocido en el mercado.
- Introducir la discriminación horaria a las instalaciones que se acojan al sistema de tarifa regulada y la voluntariedad del sistema de discriminación horaria.
- Establecer el plazo máximo de un mes para la realización del proceso de liquidación por parte de la CNE.
- Se propone la eliminación del coste de los desvíos a las instalaciones no gestionables y una nueva redacción más coherente. Además se solicita que este coste por desvíos no sea aplicado a las instalaciones de pequeño tamaño que se acojan a la opción de tarifa regulada y que se homogenicen los límites de tolerancia.
- Suprimir la antigüedad como criterio para escalonar la retribución.
- Modificar la retribución presentada en la propuesta de Real Decreto para cada una de las tecnologías, modificando también en algunos casos los objetivos de potencia establecidos.
- La actualización anual de las tarifas, primas, complementos y límites del grupo b debe realizarse en función de las variaciones de la TMR. El coste de la energía producida no está relacionado con la evolución del IPC. En este mismo artículo relativo a las actualizaciones, solicitan la supresión de la retroactividad

generada por la aplicación de las revisiones sin tener en cuenta la fecha de puesta en marcha de las instalaciones.

- Aclarar el artículo relativo a las instalaciones incluidas en el ámbito del Real Decreto 1538/1987, en cuanto al significado de “inversión suficiente”. No considerar como incorporación a la potencia instalada en régimen especial más que las ampliaciones de dichas instalaciones, sin que este aumento de capacidad compute a los efectos de los objetivos de potencia.
 - Incluir a las instalaciones no gestionables en la posibilidad del cobro de la garantía de potencia. Esta retribución sólo será percibida cuando la disponibilidad de la instalación así lo permita.
 - Ampliar la posibilidad de obtención de complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión a todas las instalaciones de renovables.
 - Incluir el compromiso adquirido por España de cubrir el 12% de la demanda energética con fuentes de energía renovable en 2010 en la fijación de nuevos objetivos en el Plan de Energías Renovables 2011 – 2020.
 - Cabe incluir las normas específicas de conexión de las instalaciones del grupo b.1 en la Disposición adicional relativa al acceso y conexión a red. En este sentido, se propone eliminar el plazo de prioridad concedida a las instalaciones en régimen especial y la mención a las “agrupaciones” de instalaciones. Se vuelve a hacer referencia a la necesidad de imponer un plazo al Operador del Sistema para emitir el informe de verificación. Se solicita que el Operador del Sistema publique información sobre infraestructuras y capacidad de conexión admisible.
 - Consideran que la exención del cumplimiento de operación 12.3 podría ser arbitraria.
 - El plazo de adscripción a un centro de control debería ser de un año.
- Iberdrola
Iberdrola remite un documento en el que presenta amplia justificación de las alegaciones y propuestas, haciendo especial hincapié en comentarios relativos a las instalaciones eólicas y de cogeneración.

Valora negativamente la propuesta, alegando fundamentalmente la introducción de incertidumbre regulatoria que supone, la falta de cumplimiento de legalidad dada por la retroactividad, la información sesgada sobre la que se han basado los cálculos y la barrera que supone a la consecución de objetivos de potencia.

Además, hacen una serie de propuestas, principalmente:

- Continuar con la aplicación de la metodología actualmente vigente para las instalaciones existentes, equiparando a ellas las instalaciones que posean inscripción definitiva antes del 1 de enero de 2008.
- Mantener la prima y el pago por garantía de potencia.
- Elevar la tarifa regulada, la prima de referencia, el techo y el suelo del borrador de Real Decreto, eliminando los descensos de años posteriores.
- Desarrollar la normativa de conexión a redes, para lo que proponen una serie de cambios y de mejoras técnicas.

- Limitar el acceso de un conjunto de instalaciones de generación distribuida al 50% de la capacidad de la instalación a la que se conectan.
 - No modificar el Real Decreto 2018/1997, ya que está actualmente en revisión.
- Por otra parte, se exponen propuestas de mejora para el proceso de liquidación de las instalaciones acogidas a tarifa regulada, para la relación entre productores y distribuidores y también propuestas de mejoras técnicas en el caso de las instalaciones renovables.

En líneas generales, considera que el borrador presentado potencia la cogeneración, la energía solar térmica y fotovoltaica y las instalaciones de biomasa. Sin embargo, ve fuertemente perjudicada la situación de la energía eólica respecto a la actual. Se opone al sistema de techo y suelo y a las cifras de retribución presentadas, que según Iberdrola se sitúan por debajo de una retribución razonable para las inversiones.

Más concretamente, considera necesario:

- Mejorar la redacción del texto para clarificar la situación de las instalaciones que opten por acogerse a tarifa.
- Delimitar las posibilidades de retribución a la co-combustión.
- Las tolerancias establecidas en el coste de los desvíos deberían poder aplicarse a todas las instalaciones, con independencia de la opción elegida, para minimizar los costes de acudir al mercado.
- Actualizar los conceptos de retribución con el IPC previsto para cada año.
- El plazo de prioridad de conexión a red debe ser definido con mayor claridad.
- Valoran muy positivamente la eliminación de la obligación de fijar un centro de conexión para cada 100 kVA fotovoltaicos.
- Proponen incluir la sustracción de las pérdidas de la instalación de evacuación en la definición de “energía eléctrica neta producida”.
- Solicitan la presentación del resguardo de depósito del aval exigido para la inscripción en el registro de potencia para la admisión de solicitudes de acceso a la red de distribución.
- Sugieren un esquema para la adecuación de los puntos frontera con vistas a la aplicación del “todo-todo” definido en el Real Decreto Ley 7/2006.
- Destacan la situación en la que se encuentran las cogeneraciones de más de 50 MW instalados. En el texto del borrador no se especifican sus condiciones de cobro de energía reactiva y garantía de potencia.
- Se muestran contrarios a la obligación de los cogeneradores a formalizar contratos de venta del calor útil en las condiciones estipuladas.
- Consideran insuficiente el complemento por eficiencia y la necesidad de mantenimiento del cobro del complemento por energía reactiva de las instalaciones entre 50 y 100 MW.
- Con el texto presentado, se desincentiva la opción de venta directa en el mercado para las instalaciones de cogeneración.
- Solicitan la completa redefinición del artículo relativo al registro de potencia, planteando los requisitos que serían necesarios para la inscripción en dicho registro.

Además, Iberdrola añade a su documento de alegaciones un análisis de la propuesta de Real Decreto desde el punto de vista jurídico, destacando las distintas infracciones que considera presenta dicha propuesta, y un análisis económico de la situación de la energía eólica.

Por último, incluye como anexos un informe técnico acerca de la limitación de la generación distribuida y una nota del gabinete de abogados *CMS Albiñana y Suárez de Lezo* sobre determinados aspectos recogidos en la propuesta.

- Unión FENOSA

Esta compañía valora el borrador presentado como positivo, principalmente en cuanto a la introducción del sistema de suelo y techo, la creación del registro de potencia, el establecimiento de límites de potencia concordantes con los fijados en el Plan de Energías Renovables 2005 – 2010 y la asignación de la función de liquidación a la CNE.

Por otra parte, valora negativamente la ausencia de una memoria económica que justifique los nuevos valores.

Propone modificaciones de los artículos relativos a la definición de potencia de las instalaciones especialmente para las instalaciones fotovoltaicas, a la cesión de la energía generada en régimen especial, a la solución de restricciones técnicas, al cálculo y liquidación del coste de los desvíos y a la disposición transitoria relativa a la puesta en funcionamiento de de la liquidación directa por parte de la CNE.

En segundo lugar, se comentan consideraciones de carácter general, como la falta de claridad en la definición del nuevo grupo c.4 (productos de explotaciones mineras), la gran complejidad de la introducción de las hibridaciones, la opinión contraria a que se modifique el Reglamento de Puntos de Medida, la mejora del contrato entre titular y distribuidor, incoherencia en la sentencia “venta total o parcial de la energía”, necesidad de mayor claridad en la especificación del precio a percibir en la opción de venta con contrato bilateral o a plazo y otras modificaciones del texto.

Por último, se resaltan errores formales encontrados en el texto.

La misma empresa remitió al mismo tiempo alegaciones únicamente referentes a las instalaciones fotovoltaicas, haciendo hincapié en la necesidad de mejora de la redacción propuesta en el artículo 3 (potencia de las instalaciones).

- Endesa

Considera en general positiva la línea establecida en la propuesta de borrador. Sin embargo, remite algunas consideraciones, fundamentalmente en lo relativo a:

- La irretroactividad planteada por el borrador. Endesa considera que en el caso de instalaciones acogidas al Real Decreto 436/2004, el periodo transitorio debería durar hasta el final de su vida útil.

- Ruptura del vínculo de la actualización con la TMR. Se estima conveniente, aunque sería más adecuado utilizar la evolución de los tipos de interés para las actualizaciones que el IPC menos 1. Además, las tarifas deberían ser revisadas cuando se observara que la realidad se aleja de los objetivos establecidos, en lugar de fijar una fecha concreta.
- Falta de vinculación entre la prima y el precio esperado de mercado. En lugar de una prima, el nuevo Real Decreto debería establecer una metodología de cálculo de prima, a partir de la diferencia entre la tarifa que corresponda y el precio esperado de la electricidad en el mercado. Parece adecuado el mecanismo de techo y suelo para acotar el riesgo de mercado, aunque estos límites deberían estar calculados simétricamente a ambos lados.
- No retribución por garantía de potencia a las instalaciones no gestionables. Es positivo el hecho de poner fin a esta retribución, aunque habría que mantener la coherencia entre la retribución de los productores que opten por mecanismos de mercado y los que opten por tarifa regulada. Para ello, se propone no retribuir por concepto de garantía de potencia al régimen especial e incorporar esta parte de la retribución a la prima.
- El mercado no debe distinguir entre el desvío de un productor en régimen especial y el de cualquier otro agente. Si se quiere compensar a los primeros, esta compensación deberá realizarse al margen del mercado, con el pago de la prima. Además, el coste del desvío debe afectar por igual a las instalaciones con independencia de la opción de venta escogida.
- Incumplimiento del Real Decreto 1955/2000 por parte del Operador del Sistema al negar el acceso a la red de transporte a numerosos parque eólicos.

Por otra parte, Endesa realiza comentarios de detalle al articulado del borrador, entre los que cabe destacar, la propuesta de reconocimiento de retribución ante las nuevas funciones atribuidas a los distribuidores, la mejora de los contratos con las empresas de red y el detalle de la relación entre titulares y la CNE a efectos de liquidación.

Además, se considera que este borrador no puede definir obligaciones de los contratos de productores en régimen especial con terceros agentes, como es el caso de la venta de calor útil.

Se proponen una serie de medidas para mejorar la definición del registro de potencia.

El complemento de eficiencia a percibir por los cogeneradores de más de 50 MW debería ser percibido cuando el rendimiento mínimo exigible corresponda al rendimiento máximo de producción de electricidad.

No consideran viables los plazos de materialización de los cambios para lograr que la CNE gestione los pagos y liquidaciones a los productores en régimen especial. Además, consideran que la CNE debería estar sometida a las mismas penalizaciones que actualmente tienen los distribuidores en caso de no realizar las liquidaciones en el plazo fijado.

La retribución asignada al subgrupo b.6.2 debería incrementarse para rentabilizar las inversiones.

El uso de la biomasa, como combustible limitado, debe realizarse en aquellas instalaciones que sean más eficientes. Para ello, debería establecerse una prima para las instalaciones de régimen ordinario que puedan utilizar dicho combustible.

- Enel Viesgo

Esta compañía remite comentarios generales principalmente sobre los siguientes aspectos:

- Consideran que cualquier cambio normativo respecto a lo establecido en el Real Decreto 436/2004 debería aplicarse a partir de enero de 2009.
- Los cambios relativos a tarifas y primas deberían respetar el plazo de dos años para su aplicación. Lo contrario tendría un efecto retroactivo con impacto negativo sobre las inversiones ya comprometidas.
- No estiman necesaria la división de la retribución para las instalaciones eólicas según su antigüedad, proponiendo que esta retribución sea constante durante los 15 años. Además, consideran insuficiente el nivel de la prima de referencia.
- El periodo transitorio establecido en la Disposición Transitoria Primera debería prolongarse más allá del año 2010 con una adaptación progresiva a la nueva normativa.

Por último, Enel Viesgo remite comentarios de detalle sobre el articulado del borrador de Real Decreto propuesto. En este sentido, cabe destacar que se muestran contrarios a que los pagos y liquidaciones al régimen especial sean realizados por la CNE, debido a que el sistema actual presenta un doble control (facturación y control de la misma) muy necesario. También destaca la especial atención dedicada a los artículos relativos al acceso y conexión a red.

- Hidroeléctrica del Cantábrico

Hidrocantábrico presenta un documento de alegaciones manifestando que no posee el expediente completo.

Como resultado de las alegaciones expuestas, proponen una serie de modificaciones al borrador de Real Decreto presentado resumidas a continuación:

- Mantener el régimen económico contemplado en el Real Decreto 436/2004 a las instalaciones que cuente con inscripción definitiva en el Registro y a todos los proyectos que obtengan el acta de puesta en marcha antes de 2 años desde la publicación de la nueva normativa.
- Ampliar el ámbito de la Disposición Transitoria Segunda para incluir a las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994.
- Mantener la exigencia de tratamiento mínimo anual del 50% de purín de cerdo que está fijado en la normativa actualmente vigente.
- Incluir los lodos de depuradora de aguas residuales dentro de los productos considerados como biomasa.

- UNESA

La Asociación Española de la Industria Eléctrica presenta documento de alegaciones además de las observaciones remitidas por sus asociados.

Las consideraciones propias de UNESA, basadas en la consideración de la necesidad de una regulación estable en el tiempo que lleve a una senda de sostenibilidad del sector, se resumen a continuación:

- Estiman necesaria la presentación de una memoria económica que justifique las cifras fijadas.
- Valoran positivamente la solución que la propuesta de revisión aporta respecto a las pequeñas instalaciones acogidas al Real Decreto 1538/1987. Sin embargo, estiman necesario elevar el límite de potencia a 10 ó 25 MW.
- Entienden que el complemento por eficiencia compensará a las instalaciones de cogeneración en régimen ordinario cuando la eficiencia sea superior al 59%, pero no se tiene en cuenta la mejora que supone incrementar la eficiencia desde el 54-55% que es habitual en un ciclo combinado con gas natural.
- Es necesario establecer un prima para las instalaciones hidroeléctricas con potencia superior a 50 MW.

- OMEL

Divide su documento de alegaciones en dos partes, relativas a comentarios generales y particulares respectivamente.

Como comentarios generales, OMEL destaca la necesidad de que el régimen económico sea duradero, por lo que, si los valores establecidos de tarifas y primas cumplen esa premisa, considera aceptable la sustitución por valores prefijados.

Recomiendo el mecanismo de subasta para fijar la cuantía d todas las primas.

No considera que la opción de venta al mercado esté siendo favorecida con la redacción del borrador.

En cuanto a los comentarios particulares, cabe destacar:

- Alertan ante el posible incremento de costes de los pequeños productores que deban acogerse a un centro de control. Sugieren la existencia de un centro de control propiedad del Operador del Sistema, que acoja a los productores que opten por la venta a tarifa.
- Considera que el planteamiento del registro de potencia debe desarrollarse con extremo cuidado para evitar que se acapare potencia que no sea posteriormente concretada en las instalaciones inscritas.
- En lo relativo a las opciones de venta, OMEL se no se muestra de acuerdo con que se prime la no participación en el mercado. Para ello, hace especial hincapié en la no modificación del artículo 28, relativo a la participación en el mercado y en una línea homogénea en la fijación de tarifas y primas que conduzca al fomento de la participación en el mercado.
Por otra parte, considera que es acertado que los productores acogidos a tarifa realicen ofertas sin precio directamente, a través de representante o a través

del distribuidor, aunque cualquiera de las tres opciones debería ser igualmente válida y adoptada por el productor.

- Propone que se elimine la posibilidad de que la prima pueda ser negativa.
- No está de acuerdo en el modo de participación del Operador del Sistema en los procesos de solución de restricciones técnicas.
- En cuanto al pago de los desvíos, considera más justo el pago del coste de lo que supere la tolerancia, en lugar de pagar el coste de todo el desvío.

Solicita que, con la máxima urgencia, se establezca un nuevo sistema de retribución por garantía de potencia que elimine las lagunas existentes.

- REE

Propone una serie de modificaciones al borrador de Real Decreto, con el fin de:

- Establecer un criterio de reparto por potencia en ausencia de medidas segregadas por instalación.
- Coordinar los procedimientos de acceso y conexión a la red con la tramitación administrativa de las instalaciones y con el nuevo registro de potencia.
- Aclarar las instalaciones a las que aplica el informe del Operador del sistema y a las que aplica la necesidad de inscripción en el Registro. También con esta modificación pretende evitar actas de puesta en marcha sin la adecuada valoración.
- Comunicación al Operador del Sistema de la cancelación de la inscripción o de cualquier incidencia en la inscripción.
- Incrementar el plazo de un mes para la suscripción del contrato entre titular y empresa distribuidora e inclusión de los límites de capacidad de conexión por zonas eléctricas.
- Eliminar la exención de comunicación de información a las instalaciones de cogeneración que participen en el mercado, percepción de un porcentaje de la tarifa en caso de incumplimiento de obligaciones en lugar del precio final horario del mercado, recoger el requerimiento de cumplimiento de todos los procedimientos de operación (no sólo del P.O. 12.3) y ampliar el cumplimiento de dichos procedimientos a todas las instalaciones de régimen especial.
- Sustituir la referencia a acuerdos sobre el punto de conexión por referencia a contratos y mejorar el sistema de cálculo de la energía procedente de cada generador.
- Definir el tratamiento para los consumos producidos con ausencia de generación.
- Mejorar el planteamiento del registro de potencia, acotando el tiempo de permanencia en la lista y cancelando el aval sólo tras la puesta en marcha de la instalación.
- Comunicar la opción de venta a los Operadores.
- Maximizar la seguridad de operación y la posibilidad de gestionar los recursos de reactiva de forma segura y eficiente, permitiendo al Operador del Sistema emitir consignas de gestión.
- Incluir al Operador del Sistema en el proceso de liquidación, ya que con la normativa vigente, el O.S. liquida los desvíos de las instalaciones a tarifa al distribuidor.
- Mejorar la situación de participación en el mercado, mediante la actuación a través de representante de las instalaciones de potencia inferior a 10MW y el

detalle de la participación de las instalaciones de régimen especial en los servicios de ajuste del sistema. Además, el Operador del Sistema se muestra contrario a la exención en el pago de los desvíos de las instalaciones que participan en el mercado, planteando que si se mantiene, al menos se establezca una tolerancia del 20% para el conjunto de las instalaciones eólicas de un mismo titular para evitar picaresca. En este sentido, REE destaca la falta de disposición de registrador horario en la mayoría de las instalaciones acogidas a tarifa.

- Se oponen a la asignación al Operador del Sistema del déficit de la liquidación de desvíos. Opinan que éste debería ser soportado por los titulares que obtienen beneficio de los desvíos hasta su liquidación o por la demanda.
- Proponen la eliminación de la Disposición Adicional Segunda, relativa a nuevas formas de contratación, por haber sido contemplado en otra normativa.
- Consideran urgente el cumplimiento de los requisitos de continuidad de suministro frente a huecos de tensión, para lo que proponen que el plazo de 5 años sea desde la publicación del Real decreto y el complemento sea decreciente.
- Mejoras en la redacción de la Disposición Adicional Séptima, relativa al acceso y conexión a la red.
- Plantear la inclusión de una disposición adicional relativa a la generación en régimen especial en sistemas insulares y extrapeninsulares.
- Concretar el plazo de adscripción a centros de control de generación, hasta el 1 de julio de 2007.
- Detallar con más precisión la representación de las instalaciones acogidas a tarifa regulada.
- No modificar el Reglamento de Puntos de Medida ni el Real Decreto 2019/1997.

Por último, añaden correcciones a errores formales y un esquema con la coordinación de la tramitación eléctrica, administrativa y del registro de potencia.

- CIDE

Esta sociedad plantea observaciones sobre los siguientes aspectos:

- Las nuevas obligaciones de los distribuidores (lectura de los puntos de medida, informe al O.S sobre resolución de procedimientos de acceso y conexión e informe de verificación de las condiciones técnicas de conexión) deben ser retribuidas. Además, deben reconocerse los costes de adaptación del concentrador secundario de los distribuidores a esta nueva exigencia.
- Proponen que las compensaciones para el funcionamiento en pruebas sean calculadas con el 100% de la tarifa durante el periodo transitorio establecido en el borrador de Real Decreto.
- Consideran que la disposición adicional cuarta está incompleta, y no establece el régimen de compensaciones para los distribuidores a los que vierten su energía las instalaciones de potencia igual o inferior a 50MW no incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto propuesto.
- Alertan sobre los conflictos entre distribuidores y generadores que podrían derivarse de la inexistencia de reserva de capacidad en el acceso a red.

Consideran que debería aclararse que la resolución de restricciones debe ser realizada por el Operador del Sistema, en ningún caso por el distribuidor.

- Se muestran contrarios a desempeñar la función de representantes de los generadores en la presentación de ofertas al mercado, con el agravante de no estar tampoco esta nueva función retribuida.

- ACIE

La Asociación de Comercializadores Independientes de Energía remite observaciones a la propuesta de Real Decreto presentada. Se orientan sus comentarios en la consideración de que dicha propuesta contienen disposiciones que afectan negativamente a la incorporación de las instalaciones de producción en régimen especial al mercado.

En general, plantean lo siguiente:

- Las tarifas y primas propuestas no dejan margen para que las instalaciones se acojan a la opción de mercado.
- La exclusión de la participación de productores en régimen especial en la solución de restricciones técnicas es arbitraria e injustificada.
- Los límites a la retribución de la venta a mercado supone la inhibición de los productores a acogerse a esta opción y aumenta la dificultad de los comercializadores para gestionar los riesgos de mercado.
- El precio a tarifa no debe ser más competitivo que la opción de venta al mercado.
- Tanto las tarifas como las primas deben determinarse de acuerdo a la misma previsión de precio del mercado mayorista y tienen que ajustarse trimestralmente.

Además, ACIE detalla modificaciones concretas al articulado de la propuesta.

- ASEME

Presenta como única alegación la introducción de una Disposición Adicional que incluya el criterio establecido en la nueva regulación relativo a la cesión de energía eléctrica a las liquidaciones y compensaciones pendientes de aprobación definitiva.

Además, expone detalladamente la justificación a su alegación.

- Greenpeace

Plantea, en primer lugar, la necesidad de la promulgación de una Ley de Energías Renovables que evite la sucesión de decretos sobre régimen especial y proporcione la confianza y credibilidad suficientes para que se realicen inversiones.

En cuanto a las propuestas de modificación remitidas, destacan las siguientes:

- No están de acuerdo con el establecimiento de incentivos económicos para la quema de biomasa en centrales térmicas de régimen ordinario.

- La incineración de residuos no debe incluirse en la regulación del régimen especial.
- Debería admitirse la hibridación entre energías renovables y cogeneración.
- Proponen que la falta de notificación expresa de la Administración ante solicitudes tenga efectos “estimatorios”.
- Consideran que debe establecerse un procedimiento simplificado para las pequeñas instalaciones fotovoltaicas.
- Estiman que el borrador presentado pretende convertir los objetivos de potencia en límites. Por ello, proponen la eliminación de toda referencia a “potencia límite”.
- Valoran negativamente la existencia de la posibilidad e prima negativa.
- Se muestran en desacuerdo con la existencia de primas a las instalaciones de cogeneración que utilizan carbón como combustible.
- Aunque valoran positivamente las tarifas y primas fijadas para la energía solar, proponen modificaciones para mejorar su tratamiento. En cuanto a las instalaciones eólicas, son contrarios a la reducción de los valores fijados. Por otra parte, reclaman tarifas y primas específicas para las tecnologías emergentes.
- Solicitan la inclusión de definición en cuanto a “inversión suficiente” en el caso de centrales hidráulicas.
- Consideran que las instalaciones no gestionables deben tener acceso al complemento por garantía de potencia.

Sociedades no pertenecientes como miembros al Consejo Consultivo de Electricidad

- Energías Especiales Alcoholeras, S.A. Áridos Energías Especiales , S.L. y Enerlasa, S.A.

Estas sociedades manifiestan que las instalaciones acogidas al subgrupo a.1.1 de potencia entre 1 y 10 MW sufren una reducción en su régimen retributivo según el borrador de Real Decreto presentado, sin que el precio del combustible utilizado experimente bajada similar. Consideran que bajo esta situación, podría resultar inviable continuar con la explotación de la planta.

Por ello, solicitan que se revisen al alza las tarifas y primas de aplicación a estas instalaciones y que, en caso de acogerse a la opción de venta a mercado, se añada el valor de un incentivo. Además, piden que se considere una corrección por antigüedad para las instalaciones que están en funcionamiento pero no han concluido su amortización.

Por otra parte, consideran necesario que se permita a las instalaciones volver a la opción de tarifa sin tener en cuenta el periodo mínimo de 1 año y que en esta opción se incluya la discriminación horaria en los precios.

Por último, solicitan que se elimine la Disposición Adicional quinta y que las instalaciones acogidas a la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 436/2004 dispongan de un periodo transitorio hasta el 31 de diciembre de 2010.

- Particulares con un modelo de alegaciones común

Han sido remitidas a esta Comisión una serie de alegaciones, tanto de personas físicas como jurídicas, que responden a un modelo común.

En dicho modelo, se manifiesta que la propuesta de Real Decreto presentada por el Ministerio tiene carácter retroactivo, resulta desfavorable para las instalaciones ya en marcha o en fase de construcción y quiebra el principio de seguridad jurídica, creando una gran inseguridad.

Por ello, se solicita la eliminación del artículo 1.c y de la Disposición Adicional Quinta de la propuesta, consideradas de claro carácter retroactivo, y la supresión de la Disposición Derogatoria Única.

Los alegantes que así se han manifestado son: Rexvables, S.L., Leire Ayarza, Anne Perucchi, (también representando a CMA Solar C.B. y HELIOS XXI C.B.), Julio Antonio Liboreiro Suárez, Jesús solano Ostiz, Hortensia Deza Asensio, Roberto Deza Asensio, Jose Luis Pérez Ramirez, Pedro Arbeloa Algarra, Gema Berasain Domínguez, Jorge Berasain Migueliz, M^a Nieves Goñi Martínez, Pilar Migueliz Galduroz, y Begoña Iribarren Errea.

- Presentan alegaciones las siguientes empresas:

Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN), Zabalgardi, Grupo HUNOSA, Aspapel, Acogen, CMS Albiñana & Suárez de Lezo, Asociación Empresarial Eólica, Eren, Asociación de Servicios energéticos Básicos Autónomos (SEBA), Aguasol Ingeniería, ASIF, Neo Energía, S.L., Aceversu, Aeversu, AAB, Abastecimientos Energéticos, S.L., Uyca y ADAP.

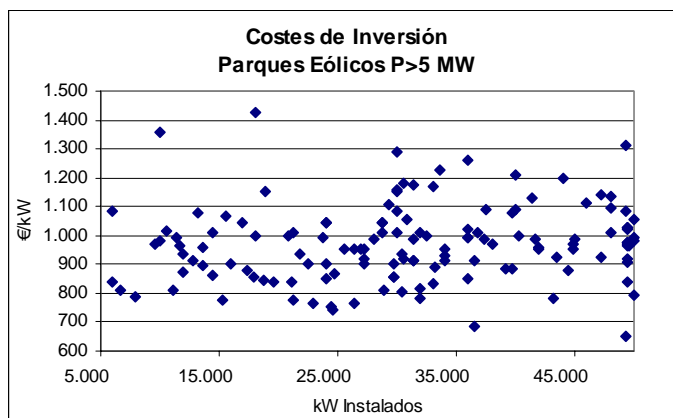
Anexo III:

Cálculo de las rentabilidades de los distintos tipos de tecnologías a partir de los costes reales obtenidos por la CNE de su Circular 3/2005

Hipótesis Generales

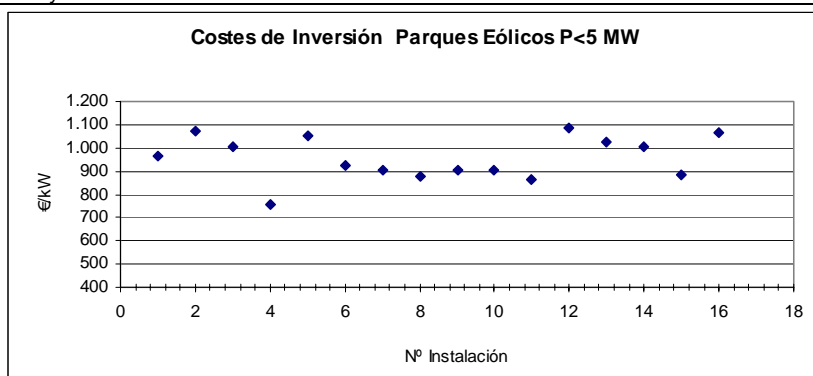
IPC	3%
Actualización anual de la tarifa regulada, primas, bandas y complementos	IPC-1
Actualización anual de los costes de explotación	IPC-1
Precio de Mercado Diario cent€/kWh	5,57

FICHA TIPO ENERGÍA EÓLICA – CNE P>5 MW 137 Instalaciones, 173 fases	
Inversión Total Planta €/kW	968
Costes de Explotación cent€/kWh (2 primeros años en periodo de garantía)	1,221
Horas de funcionamiento Equivalente Se han calculado a partir de las horas de funcionamiento de las instalaciones puestas en marcha durante los años 2004 y 2005, corregidas con un factor del 4% y 29% respectivamente, con el fin de filtrar el efecto de los periodos de pruebas o de ajustes registrados al comienzo de la puesta en servicio de estas instalaciones (ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE). Este mismo factor de corrección se ha aplicado en la producción de los dos primeros años del proyecto tipo analizado.	2.300
Años de vida del proyecto	15 años
Complemento de Energía Reactiva Se ha considerado el complemento que actualmente está recibiendo los parques en la opción de mercado, es decir un 3% de la actual TMR (Ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE- Complemento de energía reactiva medio de las instalaciones que participan en el mercado de producción). Se ha elegido esta opción con el fin considerar la situación en la que la instalación se encuentra en un régimen de funcionamiento normal. (3%TMR 2006*(1+2%)) (cent€/kWh)	0,234
Pago por desvíos (cent€/kWh) Opción tarifa/mercado: Desvíos agrupados: 20% Coste del desvío: 30% Mercado Diario (5,57 cent€/kWh) El desvío medio resultante de las instalaciones que han participado en el mercado en 2005, han sido del 20% considerando el desvío neto de cada agente vendedor.	0,334
Fiscalidad	35%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%



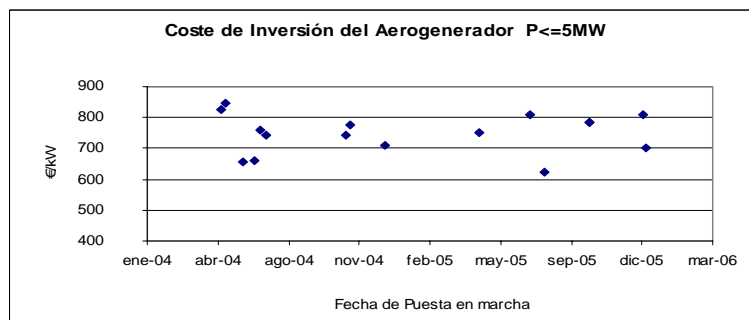
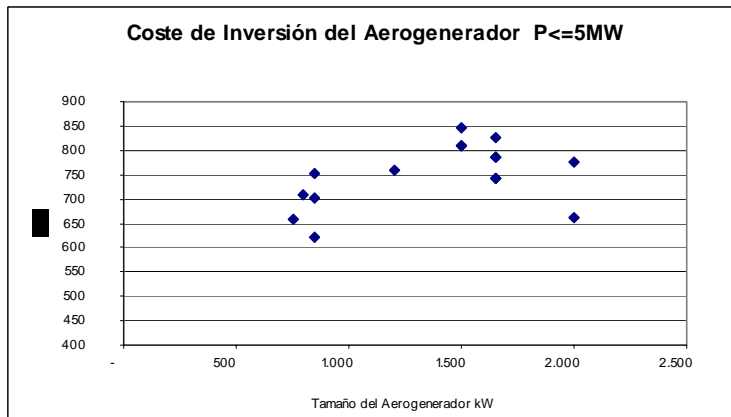
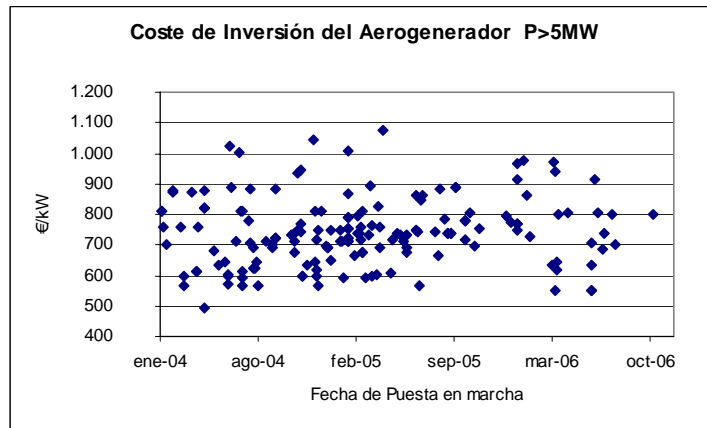
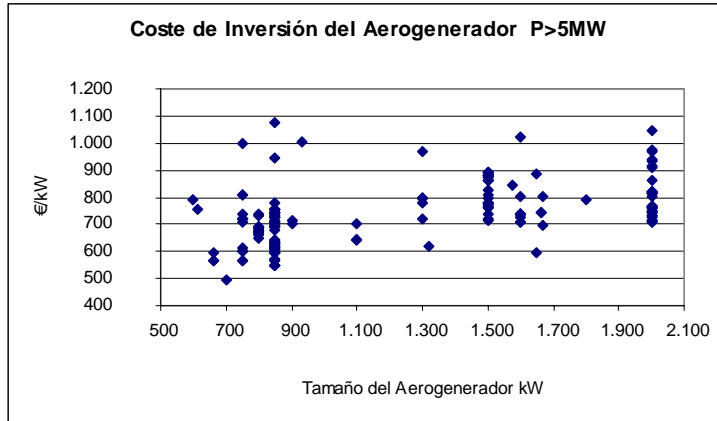
RENTABILIDAD ENERGÍA EÓLICA Proyecto Tipo – CNE P >5 MW			
AÑO 2007	Retribución 1-5 años cent€/kWh	Retribución 6-15 años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada con Huecos de Tensión	7,03	6,64	8,2%
Mercado con Huecos de Tensión	9,96	9,96	14,6%
Prima	3,12	3,12	
Incentivo = 10% TMR equiv.	0,78	0,78	
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada = Mercado	7,31	6,62	8,2%
Prima	1,74	1,05	
Mercado Banda Superior	8,470	7,780	10,7%
Mercado Banda Inferior	6,77	6,08	6,9%
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada = Propuesta RD	7,31	6,62	8,2%
Mercado= tarifa Regulada+ Incentivo	8,09	7,40	9,9%
Prima= Propuesta RD	1,74	1,05	
Incentivo= 10% TMR equiv.	0,78	0,78	

FICHA TIPO ENERGÍA EÓLICA – CNE P<5 MW 16 Instalaciones, 18 fases	
Inversión Total Planta €/kW	965
Costes de Explotación cent€/kWh (2 primeros años en periodo de garantía)	1,247
Horas de funcionamiento Equivalente Se han calculado a partir de las horas de funcionamiento de las instalaciones puestas en marcha durante los años 2004 y 2005, corregidas con un factor del 4% y 29% respectivamente, con el fin de filtrar el efecto de los periodos de pruebas o de ajustes registrados al comienzo de la puesta en servicio de estas instalaciones (ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE). Este mismo factor de corrección se ha aplicado en la producción de los dos primeros años del proyecto tipo analizado.	2.300
Años de vida del proyecto	15 años
Complemento de Energía Reactiva Se ha considerado el complemento que actualmente está recibiendo los parques en la opción de mercado, es decir un 3% de la actual TMR (Ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE- Complemento de energía reactiva medio de las instalaciones que participan en el mercado de producción). Se ha elegido esta opción con el fin considerar la situación en la que la instalación se encuentra en un régimen de funcionamiento normal. (3%TMR 2006*(1+2%)) (cent€/kWh)	0,234
Pago por desvíos (cent€/kWh) Se ha considerado la opción más pesimista que sería la opción de mercado, ya que en tarifa no estarían obligados a presentar programa: Opción /mercado: Desvíos agrupados: 20% Coste del desvío: 30% Mercado Diario (5,57 cent€/kWh) El desvío medio resultante de las instalaciones que han participado en el mercado en 2005, han sido del 20% considerando el desvío neto de cada agente vendedor.	0,334
Fiscalidad	35%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%



RENTABILIDAD ENERGÍA EÓLICA Proyecto Tipo – CNE P <5 MW			
AÑO 2007	Retribución 1-5 años cent€/kWh	Retribución 6-15 años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada con Huecos de Tensión	7,03	7,03	8,7%
Mercado con Huecos de Tensión	9,96	9,96	14,6%
Prima	3,12	3,12	
Incentivo = 10% TMR equiv.	0,78	0,78	
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada = Mercado	7,31	7,31	9,0%
Prima	1,74	1,74	
Mercado Banda Superior	8,910	8,910	12,3%
Mercado Banda Inferior	7,02	7,02	8,4%
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada = Propuesta RD	7,31	7,31	9,0%
Mercado= tarifa Regulada+ Incentivo	8,09	8,09	10,6%
Prima= Propuesta RD	1,74	1,74	
Incentivo= 10% TMR equiv.	0,78	0,78	

A continuación se incluyen los gráficos correspondientes al coste medio de inversión del aerogenerador de los parques eólicos de menos de 5 y más de 5 MW, teniendo en cuenta el tamaño del aerogenerador y la fecha de puesta en marcha del parque.



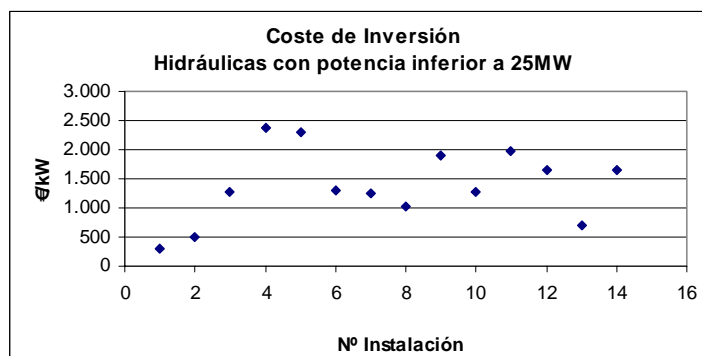
FICHA TIPO ENERGÍA HIDRÁULICA – CNE P>10 MW 2 Instalaciones	
Inversión Total Planta €/kW	826
Costes de Explotación cent€/kWh	1,640
Horas de funcionamiento Equivalente Se han calculado a partir de las horas de funcionamiento de las instalaciones con potencia superior a 10MW y menor a 25 MW. Se han descartado las instalaciones puestas en marcha antes de 1998 por tratarse de instalaciones diseñadas con un tamaño de potencia muy ajustado al caudal existente, criterio que actualmente no se sigue en las instalaciones de gran tamaño (ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE).	2.000
Años de vida del proyecto	25 años
Complemento de Energía Reactiva Se ha considerado el complemento que actualmente está recibiendo las instalaciones hidráulicas, es decir un 3% de la actual TMR (Ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE- (3%TMR 2006*(1+2%)) (cent€/kWh)	0,234
Pago por desvíos (cent€/kWh) Opción tarifa/mercado: Desvíos agrupados: 10% Coste del desvío: 30% Mercado Diario (5,57 cent€/kWh)	0,167
Fiscalidad	35%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%

Nota: Las instalaciones analizadas de potencia superior a 10 MW, dado su reducido número, han sido incluidas en mismo gráfico junto con las instalaciones de menos de 10 MW.

RENTABILIDAD ENERGÍA HIDRÁULICA Proyecto Tipo – CNE P >10 MW			
AÑO 2007	Retribución 1-15 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada	7,03	6,25	10,0%
Mercado	9,96	9,96	15,7%
Prima	3,12	3,12	
Incentivo = 10% TMR equiv.	0,78	0,78	
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada = Mercado	6,89	6,13	9,7%
Prima	1,32	0,56	
Mercado Banda Superior	7,65	7,65	11,5%
Mercado Banda Inferior	5,40	5,40	6,9%
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada = Propuesta RD*(1+IPC-1)	7,03	6,25	10,0%
Mercado= tarifa Regulada+ Incentivo	7,81	7,03	11,6%
Prima= Propuesta RD	1,46	0,68	
Incentivo= 10% TMR equiv.	0,78	0,78	

Nota: Debido a la pequeña representatividad de las instalaciones utilizadas en este segmento, no se proponen modificaciones en el techo y suelo.

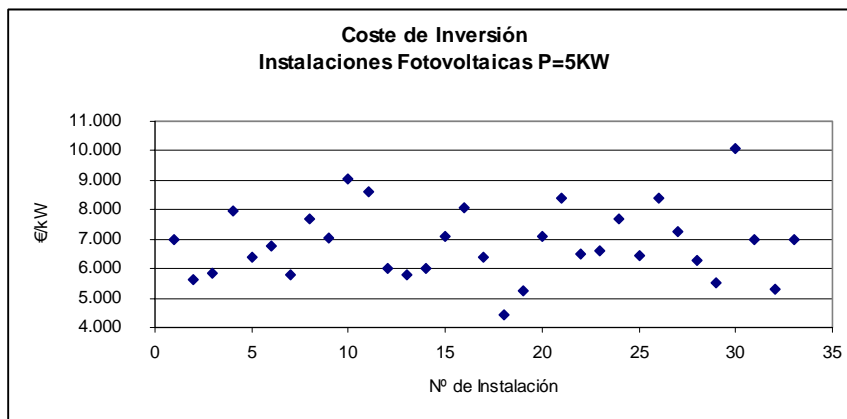
FICHA TIPO ENERGÍA HIDRÁULICA – CNE P<10 MW 15 Instalaciones (3 instalaciones correspondientes a modificaciones de la planta no han sido consideradas)	
Inversión Total Planta €/kW	1,425
Costes de Explotación cent€/kWh	1,369
Horas de funcionamiento Equivalente Se han calculado a partir de las horas de funcionamiento de las instalaciones con potencia superior a 10MW y menor a 25 MW. Se han descartado las instalaciones puestas en marcha antes de 1998 por tratarse de instalaciones diseñadas con un tamaño de potencia muy ajustado al caudal existente, criterio que actualmente no se sigue en las instalaciones de gran tamaño (ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE).	3.200
Años de vida del proyecto	25 años
Complemento de Energía Reactiva Se ha considerado el complemento que actualmente está recibiendo las instalaciones hidráulicas, es decir un 3% de la actual TMR (Ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE-. (3%TMR 2006*(1+2%)) (cent€/kWh)	0,234
Pago por desvíos (cent€/kWh) Opción tarifa/mercado: Desvíos agrupados: 20% Coste del desvío: 30% Mercado Diario (5,57 cent€/kWh)	0,334
Fiscalidad	35%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%



Nota. Se incluyen las plantas menores y mayores de 10 MW

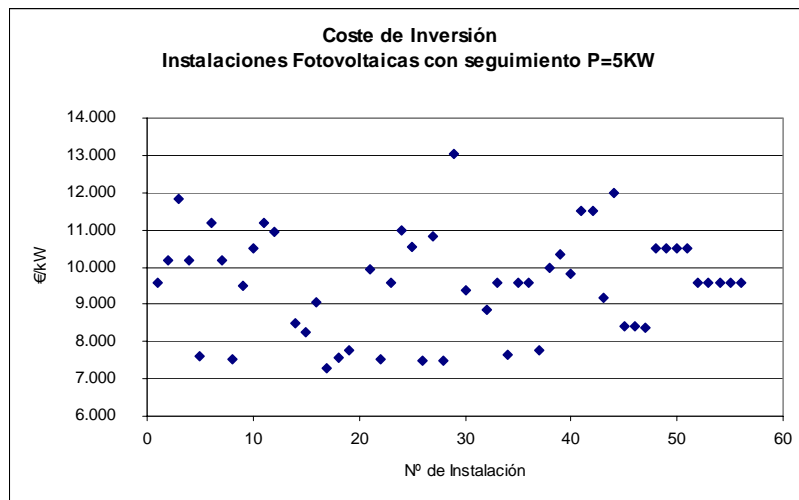
RENTABILIDAD ENERGÍA HIDRÁULICA Proyecto Tipo – CNE P <10 MW			
AÑO 2007	Retribución 1-15 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada	7,03	6,25	9,7%
Mercado	9,96	9,96	14,8%
Prima	3,12	3,12	
Incentivo = 10% TMR equiv.	0,78	0,78	
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada = Mercado	6,89	6,13	9,5%
Prima	1,32	0,56	
Mercado Banda Superior	8,520	8,520	12,4%
Mercado Banda Inferior	5,75	5,75	7,2%
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada = Propuesta RD*(1+IPC-1)	7,03	6,25	9,7%
Mercado= tarifa Regulada+ Incentivo	7,81	7,03	11,2%
Prima= Propuesta RD	1,46	0,68	
Incentivo= 10% TMR equiv.	0,78	0,78	

FICHA TIPO FOTOVOLTAICA – CNE P ≈ 5kW – INSTALACIÓN FIJA 32 Instalaciones	
Inversión Total Planta €/kW	6.853
Costes de Explotación cent€/kWh	4,494
Horas de funcionamiento Equivalente Se han calculado a partir de las horas de funcionamiento de las instalaciones sin seguimiento desde 2001	1.358
Años de vida del proyecto	25 años
Complemento de Energía Reactiva La mayoría de las plantas fotovoltaicas no cobran complemento por energía reactiva	0
Pago por desvíos (cent€/kWh) No tienen obligación de enviar programa por ser su potencia inferior a 5 MW	0
Fiscalidad	0%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%



RENTABILIDAD ENERGÍA FOTOVOLTAICA Proyecto Tipo – CNE P =5KW - Fija			
AÑO 2007	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada	44,92	35,94	7,9%
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada = Tarifa Regulada de 2006	44,04	35,23	7,6%
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada = Propuesta RD*(1+IPC-1)	44,92	35,94	7,9%

FICHA TIPO FOTOVOLTAICA – CNE P ≈ 5kW - CON SEGUIMIENTO 53 Instalaciones	
Inversión Total Planta €/kW	9.587
Costes de Explotación cent€/kWh	5,295
Horas de funcionamiento Equivalente Se han calculado a partir de las horas de funcionamiento de las instalaciones con seguimiento desde 2001	1.974
Años de vida del proyecto	25 años
Complemento de Energía Reactiva La mayoría de las plantas fotovoltaicas no cobran complemento por energía reactiva	0
Pago por desvíos (cent€/kWh) No tienen obligación de enviar programa por ser su potencia inferior a 5 MW	0
Fiscalidad	0%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%



RENTABILIDAD ENERGÍA FOTOVOLTAICA Proyecto Tipo – CNE P ≈ 5KW con seguimiento			
AÑO 2007	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada	44,92	35,94	8,2%
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada = Tarifa Regulada de 2006	44,04	35,23	8,0%
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada = Propuesta RD*(1+IPC-1)	44,92	35,94	8,2%

FICHA TIPO FOTOVOLTAICA – FIJA

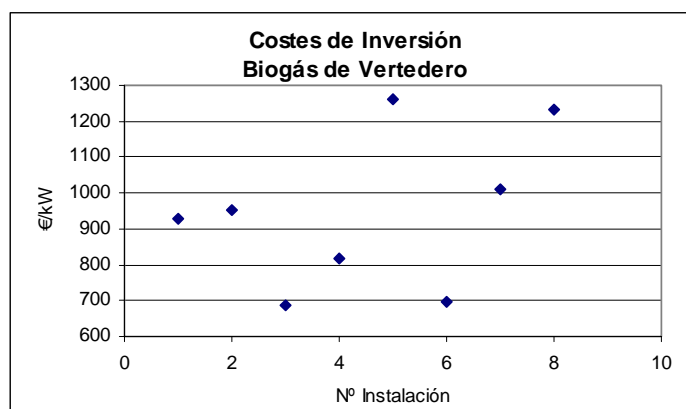
Fuente: Asociación Fotovoltaica (La CNE no dispone de costes correspondientes a instalaciones de más de 5 MW que puedan ser considerados como significativos)

	100 MW	2 MW	5 MW	10 MW
Inversión Total Planta €/kW	6.300	5.800	5.610	5.610
Costes de Explotación cent€/kWh	5,241	3,965	3,253	1,594
Horas de funcionamiento Equivalente Escenario Irradiación Medio- Punto geográfico central en España con un rendimiento medio	1.227	1.235	1.241	1.247
Años de vida del proyecto	25 años	25 años	25 años	25 años
Complemento de Energía Reactiva La mayoría de las plantas fotovoltaicas no cobran complemento por energía reactiva	0	0	0,234	0,234
Pago por desvíos (cent€/kWh) Sólo tienen obligación de enviar programa las instalaciones de más de 5MW	0	0		0,167
Fiscalidad	30%	30%	30%	30%
Desgravación fiscal y subvenciones	10%	10%	10%	10%

RENTABILIDAD ENERGÍA FOTOVOLTAICA Proyecto Tipo Fija	100 kW			100kW <P < 10 MW			P > 10 MW		
	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR 2 / 5 MW	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR
AÑO 2007									
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04									
Tarifa Regulada	44,92	35,94	6,7%	23,44	18,75	1,5% / 2,0%	23,44	18,75	2,6%
PROPUESTA DE RD									
Tarifa Regulada	44,04	35,23	6,5%	41,75	33,40	7,1% / 7,7%	22,98	18,38	2,5%
PROPUESTA CNE									
Tarifa Regulada	44,92	35,94	6,7%	41,75	33,40	7,1% / 7,7%	22,98	18,38	2,5%
Mercado= tarifa Regulada+ Incentivo				42,53	34,18	7,8%			
Prima= Tarifa RD-PM				36,18	27,83				
Incentivo= 10% TMR equiv.				0,78	0,78				

Nota: Debido a la ausencia de información de instalaciones reales en estos segmentos, la CNE no realiza propuestas, más allá del incentivo y las bandas por la participación en el mercado, todos ellos basados en la tarifa regulada propuesta por el RD.

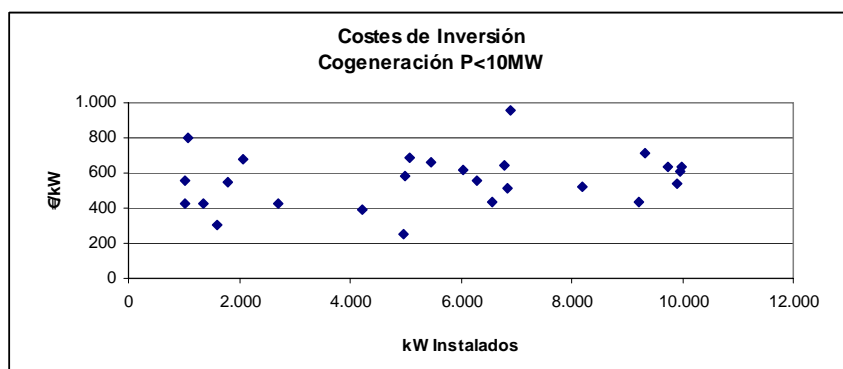
FICHA TIPO BIOGÁS VERTEDERO – CNE P \approx 1.400 kW - 8 Instalaciones	
Inversión Total Planta €/kW	949
Costes de Explotación cent€/kWh	2,611
Horas de funcionamiento Equivalente Ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE	4.100
Años de vida del proyecto	15 años
Complemento de Energía Reactiva La mayoría de las plantas fotovoltaicas no cobran complemento por energía reactiva	0,234
Pago por desvíos (cent€/kWh) No tienen obligación de enviar programa por ser su potencia inferior a 5 MW	0
Cobro por garantía de potencia cent€/kWh	0,48
Fiscalidad	35%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%



RENTABILIDAD BIOGAS VERTEDERO			
	Retribución 1-15 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada	7,03	6,25	8,4%
Mercado	9,96	9,96	19,9%
Prima	3,12	3,12	
Incentivo = 10% TMR equiv.	0,78	0,78	
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada	7,99	6,51	12,5%
Prima	2,99	2,99	
Mercado Banda Superior	8,960	8,960	18,1%
Mercado Banda Inferior	7,440	7,440	12,3%
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada = Regulación vigente	7,03	6,25	8,4%
Mercado= Tarifa Regulada + Incentivo	7,81	7,03	11,8%
Prima= Mercado – GdP- PMP-Incentivo	0,98	0,20	
Incentivo= 10% TMR equiv.	0,78	0,78	

**FICHA TIPO COGENERACIÓN – CNE P<10 MW -
26 Instalaciones (25 con gas natural y 1 con gasoil)**

Inversión Total Planta €/kW	560
Costes de Explotación cent€/kWh	1,270
Ingresos por venta de vapor cent€/kWh	2,55
Precio del gas natural cent€/kWh	2,35
Horas de funcionamiento Equivalente – Media de las instalaciones de potencia inferior a 10 MW en el periodo 1998-2000, periodo anterior al incremento del precio del gas natural Ver cuadro Informe Mensual de las ventas del régimen especial- CNE	3.500
Años de vida del proyecto	15 años
Complemento de Energía Reactiva La mayoría de las plantas fotovoltaicas no cobran complemento por energía reactiva	0,234
Pago por desvíos (cent€/kWh) Opción tarifa/mercado: Desvíos agrupados: 10% Coste del desvío: 30% Mercado Diario (5,57 cent€/kWh)	0,167
Cobro por garantía de potencia cent€/kWh	0,48
Fiscalidad	35%
Desgravación fiscal y subvenciones	0%



RENTABILIDAD COGENERACIÓN P<10MW			
	Retribución 1-10 años cent€/kWh	Retribución 11-resto años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04			
Tarifa Regulada	6,25	3,91	<0
Mercado	9,17	7,61	14,8%
Prima	2,34	-	
Incentivo = 10% TMR equiv.	0,78	1,56	
PROPUESTA DE RD			
Tarifa Regulada	7,72	6,41	7,0%
Mercado= tarifa Regulada (se considera como ingreso adicional la G.Potencia)	7,72	6,41	7,0%
Prima	2,00	0,69	
PROPUESTA CNE			
Tarifa Regulada	7,72	6,41	7,0%
Mercado= Tarifa Regulada + Incentivo	8,11	6,80	9,4%
Prima= Mercado – GdP- PMP-Incent.	1,67	0,36	
Incentivo = 5% TMR equiv.	0,39	0,39	

Nota: No se ha considerado en este análisis el complemento retributivo por eficiencia

Anexo IV

PREVISIÓN DE COSTES DEL RÉGIMEN ESPECIAL EN 2007 Y 2008

			Regulación actual				Propuesta CNE		Propuesta RD		Ahorros (Millones €)		Sobrecostes (Millones €)					
AÑO	OPCIÓN VENTA ENERGÍA	TECNOLOGÍA	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Precio Medio Pago Distribuidora al Régimen Especial (€/MWh)	Precio Medio Final Horario del Régimen Especial en Mercado de Producción (cent€/kWh)	Precio Medio Total Retribución (cent€/kWh)	Retribución Total del R.Especial (Millones €)	Precio Medio Total Retribución (cent€/kWh)	Retribución Total del R.Especial (Millones €)	Precio Medio Total Retribución (cent€/kWh)	Retribución Total del R.Especial (Millones €)	Diferencia Propuesta CNE respecto a RD 436/2004	Diferencia Propuesta de RD respecto a RD 436/2004	Regulación actual	Propuesta CNE	Propuesta RD	
2007	Ventas a distribuidora	COGENERACIÓN	9.157	2.693	6,9		6,9	636	6,9	636	7,5	687	0	51	125	125	177	
		SOLAR	144	151	41,1		41,1	59	41,1	59	41,2	59	0	0	51	51	51	
		EÓLICA	1.000	500	7,0		6,9	69	6,9	69	7,0	70	0	1	14	13	15	
		HIDRÁULICA	3.584	1.258	6,9		6,9	249	6,9	249	6,7	242	0	-7	49	49	42	
		BIOMASA	1.128	273	6,5		6,5	73	6,5	73	8,7	98	0	25	10	10	35	
		RESIDUOS	1.617	334	5,5		5,5	88	5,5	88	5,4	87	0	0	-2	-2	-2	-3
		TRAT.RESIDUOS	3.417	591	9,8		9,8	335	9,8	335	9,8	335	0	0	145	145	145	
	Total Ventas a distribuidora			19.333	5.651			1.509		1.508		1.577	-0	68	392	392	460	
	Participación en Mercado	COGENERACIÓN	11.310	3.327	2,4	5,6	7,8	882	7,8	882	7,5	848	0	-34	252	252	218	
		EÓLICA	26.400	13.200	4,0	5,6	9,7	2.551	9,7	2.551	8,2	2.162	0	-389	1.081	1.081	692	
HIDRÁULICA		1.597	560	3,9	5,6	9,5	152	9,5	152	8,3	133	0	-19	63	63	44		
BIOMASA		1.962	429	3,5	5,6	9,0	177	9,0	177	9,5	185	0	8	68	68	76		
RESIDUOS		973	247	2,3	5,6	7,9	77	7,9	77	7,9	77	0	0	23	23	23		
Total Participación en Mercado			42.957	17.912			3.840		3.840		3.406	0	-434	1.487	1.487	1.053		
Total 2007			62.290	23.562			8,6	5.349	8,6	5.349	8,0	4.983	0	-366	1.880	1.879	1.514	
2008	Ventas a distribuidora	COGENERACIÓN	9.837	2.893	6,4		6,4	627	7,3	716	7,6	753	89	126	68	157	194	
		SOLAR	211	222	41,9		41,9	88	42,2	89	42,0	89	1	0	76	77	77	
		EÓLICA	1.000	500	7,2		7,2	72	7,2	72	7,3	73	0	1	15	15	16	
		HIDRÁULICA	3.727	1.308	7,0		7,0	261	7,0	261	6,9	256	0	-5	50	50	44	
		BIOMASA	2.571	621	6,6		6,6	170	7,0	180	8,8	227	10	57	24	34	81	
		RESIDUOS	1.617	334	5,6		5,6	90	5,6	90	5,5	88	0	-2	-2	-2	-3	
		TRAT.RESIDUOS	3.417	591	10,0		10,0	342	10,0	342	10,0	342	0	0	148	148	148	
	Total Ventas a distribuidora			22.380	6.469			1.650		1.751		1.828	101	178	379	479	556	
	Participación en Mercado	COGENERACIÓN	11.310	3.327	2,2	5,7	7,9	897	8,1	915	7,6	865	18	-32	254	272	223	
		EÓLICA	30.400	15.200	4,0	5,7	9,7	2.938	9,5	2.877	8,1	2.456	-61	-482	1.211	1.150	729	
HIDRÁULICA		1.597	560	4,0	5,7	9,7	154	9,5	152	8,5	136	-2	-18	64	62	45		
BIOMASA		1.962	429	3,6	5,7	9,3	182	9,4	185	8,8	174	3	-9	71	73	62		
RESIDUOS		973	247	2,4	5,7	8,1	79	8,1	79	8,1	79	0	0	23	24	23		
Total Participación en Mercado			46.243	19.763			4.250		4.208		3.710	-42	-541	1.623	1.581	1.082		
Total 2008			68.622	26.232			8,6	5.901	8,7	5.958	8,1	5.538	56	-363	2.002	2.060	1.639	

Sobrecoste respecto total facturación demanda 2007	8,3%	8,3%	6,7%
Sobrecoste respecto total facturación demanda 2008	8,0%	8,3%	6,6%

La Regulación actual corresponde a la retribución prevista aplicando a todas las instalaciones el RD 436/2004. Desaparecen sus DT 1ª y 2ª (RD 2366/94 y RD 2818)

En 2007, la propuesta de RD introduce el cap & floor para todas las instalaciones, por lo que la hidráulica y la eólica se situarían en el cap. La propuesta de RD aplica las nuevas tarifas reguladas a todas las instalaciones. En la propuesta de la CNE no se aplicarían cambios de tarifas y primas.

En 2008, la propuesta de la CNE es introducir las nuevas primas y tarifas para las nuevas instalaciones. La propuesta de RD mantendría las primas antiguas hasta el año 2010 para las instalaciones existentes, por lo que, por lo que las instalaciones existentes hidráulicas y eólicas se situarían en el cap.

La retribución se ha calculado en función de la vida útil media de las instalaciones previstas en cada año.

Se ha considerado que las tarifas, primas y el precio de mercado se actualizan en 2008 un 2%