



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 6/2001 SOBRE LA PROPUESTA DE  
REAL DECRETO POR EL QUE SE DESARROLLAN  
LOS ARTÍCULOS 17,18 Y 21 DEL REAL  
DECRETO–LEY 6/2000, DE 23 DE JUNIO**

18/4/2001

**INFORME 6/2001 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO  
POR EL QUE SE DESARROLLAN LOS ARTÍCULOS 17,18 Y 21  
DEL REAL DECRETO–LEY 6/2000, DE 23 DE JUNIO**

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 18 de abril de 2001 ha acordado emitir el siguiente:

**INFORME**

**1. OBJETO.**

Informar la propuesta de Real Decreto por el que se desarrollan los artículos 17,18 y 21 del Real Decreto–Ley 6/2000, de 23 de junio, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas con entrada en la Comisión Nacional de Energía el 14 de marzo de 2001.

**2. PROCEDIMIENTO**

Con fecha 14 de marzo de 2001 la Dirección General de Política Energética y Minas remitió a la CNE para informe preceptivo la propuesta de Real Decreto del objeto. En el escrito de remisión se señala que se considera cumplido el trámite de audiencia a los interesados con el informe del Consejo Consultivo.

Con fecha 15 de marzo de 2001, la CNE envió a su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta para comentarios.

Con fecha 2 de abril de 2001 el citado Consejo Consultivo de Electricidad celebró una sesión para el análisis de la propuesta de Real Decreto. El representante del

Ministerio de Economía en el Consejo Consultivo entregó en dicha sesión copia de la Memoria sobre la propuesta de Real Decreto, sin cuadros explicativos

Con fecha 6 de abril de 2001, la Dirección General de Política Energética remitió oficialmente a la CNE la Memoria sobre la propuesta de Real Decreto.

### **3. ANTECEDENTES**

Con fecha 14 de julio de 1998 la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico aprobó el Informe a la “propuesta de Real Decreto sobre producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración” como desarrollo de la producción en régimen especial prevista en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico. En la primera consideración general, la Comisión señalaba textualmente: *“la manera más eficiente de promocionar la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables para alcanzar los objetivos de la Ley, es a través de mecanismos de tipo concurrencial, como los que se utilizan en los países que han liberalizado o están en proceso de liberalizar su industria eléctrica”*. En la segunda consideración, se advertía ya de la *“necesidad de establecer mecanismos de información del programa de producción/consumo”* para estas instalaciones, para transferir los sobrecostes que se produzcan como resultado del desvío sobre la producción real a los sujetos que los causan. Esta necesidad estaba basada tanto en criterios de eficiencia en la asignación de costes (para que éstos no recaigan en un tercero, como el distribuidor) como en la necesidad de mantener un nivel adecuado de seguridad en el sistema.

Desde entonces, la Comisión ha vuelto a insistir en estos puntos en varios informes. Entre ellos, pueden destacarse los siguientes:

1. Informe de 6 y 7 de junio de 2000 sobre posibles medidas liberalizadoras en el sector energético, dónde se proponen dos niveles de medidas tendentes a una mayor implicación del régimen especial en el mercado: *“aumentar las señales de mercado al régimen especial”* (señales de precios y del sobrecoste de los desvíos), e *“introducir mecanismos de mercado a la hora de establecer las primas”*.
2. Informe de 22 de diciembre de 2000 sobre la propuesta de Real Decreto sobre la tarifa eléctrica de 2001, dónde se expresa textualmente que *“sería*

*deseable que la regulación de promoción de determinadas energías limpias contemplara mecanismos de mercado, dentro de las circunstancias concretas de cada subsector”.*

3. Informe de 27 de febrero de 2001 sobre la consulta de la Junta de Castilla y León sobre la evacuación de energía eléctrica de parques eólicos en la zona de Sanabria (Zamora). En las conclusiones de dicho informe se señala *“la necesidad de analizar con la mayor celeridad posible y de forma global la incidencia de la producción en régimen especial en la actividad del distribuidor. La consecuencia de este análisis podría ser:*

*A) De una parte el establecimiento de una serie de medidas para incentivar la participación de los productores en régimen especial en el mercado de producción (en línea con el artículo 17.5 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios).*

*B) Establecer una regulación mas completa y eficiente respecto a los sobrecostes por desvíos, a las pérdidas imputadas al distribuidor por la adquisición de la energía al régimen especial, a la participación en los servicios complementarios (control de tensión), etc.*

*La Comisión entiende que el Real Decreto Ley 6/2000 constituye un avance importante en la regulación de los desvíos y, alternativamente, en la introducción de incentivos para que estos productores acudan al mercado; regulación que en todo caso, habrá que completar con un adecuado desarrollo”.*

#### **4. NORMATIVA APLICABLE**

La normativa básica aplicable es tanto la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, como específicamente el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

A continuación se hace una breve descripción de los artículos 17, 18, y 21 de este RDL 6/2000 ya que precisamente son éstos los que se pretenden desarrollar mediante la propuesta de Real Decreto.

Artículo 17.- Se refiere a la participación del régimen especial en el mercado.

1. Se modifica la DT 8ª2º de la Ley 54/1997 limitando el régimen transitorio de las instalaciones de régimen especial acogidas al RD 2366/94 y a su DA 2ª, a 50 MW.
2. Se añade un apartado 3º a dicha DT 8ª, para incentivar a los autoprodutores de potencia superior a 5 MW acogidas a los RR.DD. 2366/94 y 2818/98 a realizar ofertas por sus excedentes al operador del mercado de forma individual o mediante un agente vendedor, percibiendo a cambio, el precio marginal más 1,5 PTA/kWh en concepto de garantía de potencia o la cantidad que se determine reglamentariamente.
3. Se añade un párrafo al artículo 23 del RD 2818/98, para obligar a las instalaciones de potencia superior a 50 MW acogidas al RD 2366/94 a realizar ofertas al operador del mercado, en las condiciones del párrafo anterior.
4. Se autoriza al Gobierno a modificar las obligaciones de realizar ofertas y los precios a percibir por las instalaciones del párrafo anterior.
5. Se encarga al Ministro de Economía que eleve a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos una propuesta de medidas para incentivar la participación de los productores en régimen especial en el mercado de producción.

Artículo 18.- Se refiere al tratamiento de los desvíos entre programa y producción, para determinadas instalaciones de régimen especial, cuando no participan en el mercado.

1. Se modifica el artículo 19 del RD 2818/98, para establecer las consecuencias económicas para determinadas instalaciones (autoprodutores de potencia superior a 10 MW) derivadas de los desvíos entre programa y producción real, cuando éste supera el 5%. Se mantiene la obligación de informar del programa a las instalaciones que utilizan la biomasa, los residuos, o tratan y reducen lodos y purines, pero en todos estos casos, sin consecuencias económicas.
2. Se extiende la obligación de informar y las consecuencias respectivas, a los mismos tipos de instalaciones del RD 2366/94.
3. Se faculta al Gobierno a modificar las obligaciones anteriores.

## Artículo 21.- Nuevas fórmulas de contratación de los comercializadores.

1. Los comercializadores pueden realizar contratos de adquisición de energía con empresas de la UE o de países terceros, así como con productores en régimen especial, y a partir del 1.1.2003 con productores nacionales en régimen ordinario. Dicha energía podrá venderse a consumidores cualificados o integrarse en los mercados diarios o intradiarios. En el caso de contratos con el régimen especial, el comercializador le debe pagar la prima que le corresponda. La Comisión Nacional de Energía liquidará al comercializador dicha prima mensualmente.
2. El Gobierno podrá modificar estas nuevas formas de contratación.

## **5. COMENTARIOS GENERALES**

### **4.1. Sobre el espíritu recogido en el Real Decreto Ley 6/2000**

Para analizar adecuadamente la propuesta de Real Decreto objeto de informe, es conveniente, en primer lugar, realizar algunas consideraciones sobre el espíritu del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, teniendo en cuenta lo descrito tanto en su Exposición de Motivos, como en su articulado.

Según se refleja explícitamente en la Exposición de Motivos, se pretende "*avanzar en el proceso de liberalización y flexibilización del marco económico en el que operan los agentes productivos*". En el caso del sector eléctrico, se avanza en la introducción de competencia, entre otros, promoviendo el acceso de las instalaciones de producción en régimen especial al mercado, bien mediante la formulación de ofertas al operador del mercado o, en su caso, formalizando contratos bilaterales con comercializadores. En el caso de las instalaciones de potencia superior a 50 MW este acceso no es voluntario, sino obligatorio.

Asimismo, cuando determinadas instalaciones en régimen especial no participan en el mercado, se incrementa la eficiencia al establecer la imputación de los sobrecostos derivados de los desvíos entre programa y producción a estas instalaciones.

El RDL 6/2000, a juicio de la Comisión, pretende completar la regulación eléctrica impulsando y conciliando dos objetivos: de un lado, la mejora medioambiental, al continuar promocionando las energías especiales manteniendo el mecanismo actual de primas, y de otro, el incremento de la eficiencia del sistema eléctrico, al introducir señales regulatorias que incentivan un acercamiento de estas energías al mercado.

El mecanismo regulatorio elegido puede ser calificado de prudente, al tener éste un carácter básicamente voluntario. Sobre la base de la actual regulación del régimen especial de producción eléctrica (garantía de venta de la energía y percepción de una remuneración basada en el precio final del mercado más una prima), se introducen nuevos incentivos económicos, para que estos agentes puedan optar por participar en el mercado de producción, obteniendo una mayor remuneración a cambio de garantizar su energía.

El coste que tendría para el sistema la participación de las energías especiales en el mercado, puede ser compensado por las ventajas que a juicio de la Comisión se derivan de dicha participación:

- Se introduce un mayor dinamismo en un mercado de electricidad que tiene una fuerte concentración en la actualidad, mediante la participación de un nuevo colectivo de productores que en conjunto alcanza el 15 % de la potencia total instalada, y para los que hasta el momento, la regulación no había ofrecido las señales adecuadas para esta participación.
- Se incrementa la eficiencia económica y energética a corto plazo del sistema, por la mayor firmeza de la energía que participa en el mercado respecto de la que no lo hace, lo que conlleva unos menores desvíos entre el programa y la producción real, una reducción de los sobrecostes de regulación derivados de una menor necesidad de estos servicios, y finalmente, una asignación más eficiente de estos sobrecostes a los agentes que los producen.
- Se incrementa la seguridad de suministro a largo plazo del sistema, por las señales de mercado que llegan al productor respecto al sistema más inflexible de las tarifas actuales. Con ello, se fomenta la firmeza de la energía en las horas de mayor precio (y por tanto de la potencia), en un colectivo como el de las energías especiales, en el que hasta el momento toda la energía es eventual.

Por otra parte, el carácter voluntario del mecanismo regulatorio elegido, no sólo no distorsiona el cumplimiento del Plan de Fomento de las Energías Renovables, aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999, en cumplimiento de lo dispuesto en la Disposición Transitoria 15ª de la Ley 54/1997, sino que además, lo fomenta, ya que permite a los promotores de estas energías acceder a una mayor remuneración sobre la que les ofrece la regulación actual, que se mantiene vigente como “red” de seguridad.

#### **4.2. Sobre el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto**

En este contexto, es necesario en segundo lugar, realizar un análisis sobre el ámbito de aplicación a que se refiere el RDL 6/2000 a fin de trasladar fielmente éste al del Real Decreto de desarrollo que se propone.

- Artículo 17:

- a) Obliga a 9 plantas de potencia superior a 50 MW a ofertar al mercado, lo que supone incorporar una potencia adicional de más de 600 MW (Art. 17.3).
- b) Incentiva el acceso al mercado a más de 200 instalaciones que utilizan la cogeneración con potencia instalada > 5 MW, lo que supone incorporar al mercado una potencia adicional de más de 3.000 MW (Art. 17.2)
- c) Establece el mandato de desarrollar mecanismos que permitan el acceso al mercado de todo el régimen especial, lo que afecta a más de 1.700 instalaciones y a una potencia superior a los 8.000 MW (Art. 17.5).

- Artículo 18:

- a) Obliga a proporcionar el programa de sus excedentes a un conjunto de instalaciones que utilizan la cogeneración, la biomasa, los residuos y las que realizan el tratamiento de lodos y purines, cuando sus potencias superan los 10 MW.
- b) A la cogeneración se le repercute el sobrecoste del desvío respecto a la producción real, cuando éste supera el 5%.

- Artículo 21:

Permite a los comercializadores realizar contratos de adquisición de energía con todos los productores en régimen especial.

Por todo ello, la Comisión Nacional de Energía, al igual que algunos miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad, considera que para desarrollar adecuadamente el RDL 6/2000, el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto debería incluir a todo el régimen especial peninsular (hasta que no se desarrolle el artículo 12 de la Ley 54/97), sin excluir a las energías renovables no consumibles (eólica, minihidráulica y solar), ni a las instalaciones de régimen especial de potencia igual o inferior a 5 MW reguladas en el RD 2818/98.

Además, no existen razones objetivas para excluir del ámbito de aplicación a estos colectivos, existiendo en cambio razones fundadas para que se incluyan, como son las que se describen a continuación:

**a) La ausencia de señales de eficiencia en la regulación actual correspondiente a la energía eólica**

Por lo que se refiere a la energía eólica, que es la de mayor proyección de las energías especiales, hay una ausencia absoluta de señales regulatorias que promuevan la incorporación eficiente de esta energía al sistema.

La energía eólica ha sido con diferencia el tipo de energía de carácter especial de mayor desarrollo en los últimos años en nuestro país. La evolución de la potencia instalada ha presentado una curva creciente de tipo exponencial. Al finalizar el mes de febrero de 2001, según una revista especializada del sector, España había logrado alcanzar el segundo lugar en el ámbito mundial, por detrás de Alemania, pero por delante de Estados Unidos.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999 –2010 prevé para la eólica el mayor incremento de la potencia instalada de todas las energías renovables, al pasar de los 834 MW instalados en 1998 hasta los 8.974 MW en el 2010. Sin embargo, las solicitudes presentadas ante las distintas administraciones públicas superan con creces estas previsiones. Aun cuando la cifra de 25.000 MW de potencia solicitada se antoja excesiva,

todas las previsiones apuntan hacia un incremento importante de nuestro parque eólico, por encima incluso del objetivo fijado en el Plan de Fomento.

Las posibles causas del enorme desarrollo al que estamos asistiendo pueden ser las siguientes:

- 1) La existencia de un marco regulatorio estable y muy favorable desde el punto de vista de la remuneración, con apoyo decidido de todas las administraciones públicas y con participación elevada de las propias compañías eléctricas.
- 2) La rápida reducción de los costes de inversión, lo que facilita la implantación generalizada de la tecnología asíncrona, sin variación de velocidad y sin control de paso de pala, o lo que es lo mismo, sin control de la potencia cedida.

Sin embargo, este importante desarrollo está causando también problemas al sistema eléctrico como consecuencia de la ausencia de señales de eficiencia en la regulación de esta tecnología.

En relación con la operación del sistema, las fluctuaciones en la potencia cedida incrementan la cantidad y uso de los mercados de regulación, afectan a las oscilaciones de la interconexión con el continente europeo (Francia), a la estabilidad transitoria, a las necesidades de reserva, e incluso, a los planes de seguridad.

En relación con la imputación de los sobrecostes de los desvíos de las instalaciones eólicas, éstos se asignan directamente a los distribuidores. En el origen de la actual regulación, se contaba con una menor potencia eólica que la instalada actualmente, imputándose los sobrecostes derivados de los desvíos de estas instalaciones a los distribuidores. Se consideraba a la energía eólica (y también al resto del régimen especial basado fundamentalmente en la cogeneración) como una demanda negativa que debían prever los distribuidores al realizar sus ofertas de adquisición en el mercado para suministrar a sus consumidores a tarifa. Con la expansión de la energía eólica y la disminución de la demanda a tarifa (por el incremento de la elegibilidad), los sobrecostes de los desvíos afectan en mayor medida a la actividad del distribuidor. Este problema ya fue advertido por la Comisión en su informe al Real Decreto 2818/98 que desarrolla la Ley 54/97.

No tiene sentido que sea el distribuidor el encargado de realizar las predicciones de la energía eólica que tiene embebida en su zona geográfica de regulación, en un entorno en el que la actividad de generación se encuentra liberalizada, y que reserva para las empresas distribuidoras la función de ser meros gestores de redes.

La presencia de estos problemas, cuya magnitud evoluciona en la misma medida en que evoluciona el desarrollo de la energía eólica, hace necesaria la adaptación de la regulación actual para hacerla más eficiente, sin perder, al mismo tiempo, el fomento de este tipo de energía.

La energía eólica en principio no tiene un carácter gestionable. Sin embargo, en determinados sistemas eléctricos, como en el Reino Unido, en Dinamarca (sistemas Eltra-IMM y Elkraft-Riso), en Alemania (sistema Preusen Electra Netz), en Grecia (sistema de Creta) o en determinados estados de USA, los operadores de los sistemas están desarrollando y mejorando continuamente las herramientas de predicción de este tipo de energía (herramientas basadas en series temporales, métodos estadísticos y en predicciones meteorológicas). En paralelo, se están produciendo importantes desarrollos tecnológicos que evolucionan hacia máquinas de mayor tamaño, con cierto control de la potencia (con velocidad variable y control de paso de pala), y se desarrollan herramientas cada vez más potentes de regulación de parques y de transmisión de la información, lo que facilita la gestión conjunta y a distancia de varios parques eólicos. La CNE está muy interesada en la evolución de estos avances tecnológicos, por lo que está realizando un seguimiento de los mismos.

En estos momentos, pues, sería posible la utilización de una serie de herramientas de distinto nivel que pueden facilitar la elaboración de predicciones de la energía eólica, tanto más fiables cuanto mejores sean las máquinas, mayor sea el colectivo de instalaciones que se considere y menor sea la anticipación de la predicción al tiempo real.

Con esta base técnica, la regulación debería dar las señales adecuadas para facilitar que los agentes vendedores puedan aprovechar estos avances tecnológicos y formulen ofertas conjuntas al operador del mercado de la energía procedente de varios parques eólicos y otras instalaciones de régimen especial (para proporcionar los posibles faltantes de energía) que estén situadas en la misma zona geográfica. Además, la regulación debería

permitir y facilitar el ajuste de estas ofertas en los mercados intradiarios, sobretodo en los más próximos al tiempo real. La participación de la energía eólica en el mercado posibilita además su participación en determinados servicios complementarios, como el de control tensión.

Las herramientas de predicción podrán ser utilizadas por el operador del sistema para ejercer correctamente su función de velar por la seguridad del sistema, pero antes, en un contexto liberalizado como el nuestro, la regulación debería dar las señales adecuadas para que esta predicción sea realizada por los agentes. El desarrollo del RDL 6/2000 supone una buena oportunidad para ello.

Por otra parte, y como medida complementaria en caso de que las instalaciones eólicas no participen en el mercado, se debería establecer la necesidad de que los titulares de estas plantas proporcionen el programa de producción con carácter zonal, sin que esto tenga consecuencias económicas, a fin de mejorar la predictibilidad de esta energía en paralelo a los desarrollos tecnológicos, conocer sus sobrecostes asociados a sus desvíos, y separarla progresivamente de las ofertas de adquisición de energía que han de formular los distribuidores para suministrar a sus clientes a tarifa. Por otra parte, es preciso que las instalaciones eólicas, al igual que el resto de instalaciones, cumplan con rigor lo establecido en el Reglamento de puntos de medida.

Finalmente, la inclusión de la energía eólica en el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto, en lo que se refiere a su participación voluntaria en el mercado de producción, es conforme con lo establecido en el artículo 17.5 del RDL 6/2000. Adicionalmente, respecto a la obligación de proporcionar información de los programas de producción también lo es con la Ley 54/97, ya que los artículos 18 y 21 del RDL 6/2000 únicamente modifican partes de los RR.DD. 2818/98 y 2019/97. De una parte, la Ley 54/97 habilita al Gobierno para solicitar información de los agentes del sistema, y de otra, el propio artículo 18.3 del RDL 6/2000 faculta a éste para modificar las obligaciones que se regulan respecto a los productores en régimen especial.

**b) La participación en el mercado de las instalaciones minihidráulicas de regulación y fluyentes.**

No tiene ningún sentido limitar el acceso a los incentivos para participar en el mercado a las instalaciones minihidráulicas con embalse de regulación. Esto no supondría más que una discriminación y una ineficiencia de nuestra regulación.

El caso de las instalaciones minihidráulicas fluyentes presenta las mismas connotaciones al de la energía eólica analizada en el apartado anterior.

**c) La inclusión de otras energías, como la solar, geotérmica, etc, y de instalaciones de potencia igual o inferior a 5 MW reguladas en el RD 2818/98**

Tal y como señalan algunos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y la Comisión comparte, no existen razones para excluir al colectivo de pequeñas instalaciones de producción en régimen especial del ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto, ya que los incentivos que se ofrecen para participar en el mercado son de carácter voluntario.

En el caso específico de la energía fotovoltaica, tal vez el incentivo que se trata de introducir no tenga ningún resultado, por su pequeña cuantía relativa respecto a la prima de estas instalaciones, pero tampoco se obtienen ventajas de su exclusión.

Por último, no existen razones para segmentar de nuevo el régimen especial, e incluso crear diferenciaciones entre Reales Decretos que pueden ser discriminatorias. Además, tampoco pueden argumentarse exclusiones debidas al tamaño de las instalaciones, ya que estas opciones pueden ser gestionadas por agentes vendedores especializados. El tratamiento que la Comisión también propone para estas pequeñas unidades de producción y su relación con el agente vendedor es el simétrico al que reciben los consumidores cualificados (de mayor o menor tamaño) cuando acceden al mercado mediante un comercializador.

En definitiva, de acuerdo con lo manifestado por algunos miembros del Consejo Consultivo, la Comisión Nacional de Energía considera que es muy importante la inclusión de las energías renovables no consumibles y las pequeñas instalaciones de producción en régimen especial en el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto, por la señal de eficiencia que se da a los promotores de estas energías y al mismo tiempo, porque el propio RDL 6/2000 así lo señala en su Art. 17.5. al fijar como objetivo, el acceso al mercado de todas energías especiales, y en su Art. 21, al establecer el derecho de todos los productores en régimen especial a formalizar contratos de adquisición con comercializadores, percibiendo la prima correspondiente.

La inclusión de las energías renovables no consumibles en la propuesta de Real Decreto que se informa sólo pretende aportar eficiencia a este tipo de energías, sin plantearse la revisión de las primas existentes, mecanismo que está previsto en el RD 2818/98 y que contempla esta revisión antes del año 2003.

No obstante lo anterior, debe también señalarse que el artículo 17.2 del RDL 6/2000 añade un apartado tercero a la DT 8ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En este sentido, la reseñada previsión normativa, se inserta y pasa a formar parte del citado texto legal. Desde esta perspectiva nos encontramos con una norma con rango de Ley que determina los sujetos que pueden acceder al mercado. A la vista de lo anterior, podría interpretarse que cualquier alteración del ámbito subjetivo que introduce el precepto en relación con el régimen voluntario de acceso al mercado de producción, podría requerir para su establecimiento una norma con rango de Ley. A mayor abundamiento, se podría entender que el artículo 17.5 del RDL 6/2000 es un precepto de finalidad complementaria, en el sentido de que se faculta al Ministro de Economía para que establezca los mecanismos de incentivación de acceso al mercado, pero para las instalaciones cuyo acceso voluntario se contempla, no para otras, no incluidas en el ámbito del Real Decreto Ley.

#### **4.3. Sobre los incentivos a las instalaciones de autoprodutores**

En general, la cogeneración es el sistema más extendido para producir energía en régimen especial, ya que durante la década de los 90 fue el sistema que experimentó un mayor desarrollo. Si bien en los años 80 y en el inicio de la década de los 90 se desarrolló la energía minihidráulica, y al final de la misma, se

produjo el despegue de la energía eólica, en el caso concreto de la cogeneración, el crecimiento fue sostenido durante toda la década, lo que ha elevado su potencia total instalada a cerca de 5.000 MW.

En estos momentos, excluyendo a las instalaciones de potencia superior a 50 MW, casi el 80% de las instalaciones de cogeneración y el 85% de su potencia se encuentran acogidas al RD 2366/94. Esto supone cerca de 600 instalaciones y una potencia instalada de 3.600 MW. Por su parte, en el nuevo RD 2818/98 se encuentran acogidas más de 150 instalaciones con una potencia aproximada de 650 MW. Adicionalmente existen 9 instalaciones de potencia superior a 50 MW con mas 600 MW instalados.

Las instalaciones de cogeneración se encuentran acogidas fundamentalmente al régimen transitorio del RD 2366/94, porque en el nuevo marco del RD 2818/98 su remuneración es inferior y además, deben cumplir un requerimiento de autoconsumo eléctrico mínimo, que la mayoría no cumple. La Ley 54/97 consideraba a la cogeneración eficiente en sí misma, por lo que únicamente estableció una prima temporal, durante los diez primeros años de vida útil, para las instalaciones más pequeñas (inferiores a 10 MW), aparte de una prima durante el periodo transitorio establecido en la Ley para el tramo entre 10-25 MW.

A continuación, se analiza la problemática relativa a la remuneración de las instalaciones de cogeneración acogidas a los Reales Decretos 2366/94 y 2818/98, en relación con el incremento de coste de combustible que han tenido en el último periodo, diferenciando la remuneración del colectivo mayoritario acogido al RD 2366/94, del minoritario acogido al RD 2818/98.

#### **a) Instalaciones acogidas al RD 2366/94**

El RD 2366/94 remunera la energía excedentaria sobre la base de la facturación binómica de potencia y energía, con complementos de discriminación horaria y de energía reactiva, que arroja en general una retribución inferior para las instalaciones de mayor potencia. Este marco se completa con la aplicación de unos coeficientes que reducen la remuneración durante los cinco primeros de funcionamiento y la mantienen en este nivel hasta el final de la vida útil, así como, en su caso, con un abono por incumplimiento de la potencia garantizada en cada periodo horario anual. Adicionalmente, los términos de potencia y de energía han sido revisados a

la baja en los últimos años, con la excepción de la última revisión, de acuerdo con la evolución de las tarifas de consumo asociadas.

En el año 2000 casi el 40% de las instalaciones acogidas al RD 2366/94 están o han superado el quinto año de vida útil, lo que ha conducido a una remuneración de este colectivo que oscila entre un mínimo de 7,6 PTA/kWh, en el caso de las instalaciones de mayor potencia a un máximo de 9,5 PTA/kWh, en el caso de las de menor potencia. El resto de instalaciones, más modernas, obtuvieron remuneraciones superiores.

Por otra parte, las instalaciones de cogeneración fundamentalmente utilizan como combustible gas natural o productos petrolíferos, por lo que han visto fuertemente incrementado su coste de combustible en los dos últimos años. Lo anterior, unido al descenso de las tarifas de venta de la energía excedentaria han llevado a estas instalaciones a una situación complicada. El propio Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001, reconoce un incremento medio del precio del gas natural 2000/1999 del 54,24%, tomando como variación interanual la variación de los precios mensuales de un consumidor tipo de 40 millones de terminas/año, suministrado por canalización, con carácter firme.

Esta Comisión es sensible a la situación que en la actualidad están teniendo estas instalaciones, que son eficientes y que fueron construidas en el anterior marco regulatorio, por lo que considera que durante el periodo transitorio establecido en la Ley 54/97, de acuerdo con los principios que inspiraron la regulación básica existente en el momento de su construcción, deben percibir una remuneración suficiente en los episodios en los que los precios de combustibles son elevados.

#### **b) Instalaciones acogidas al RD 2818/98**

El RD 2818/98 remunera la energía excedentaria mediante el precio del mercado más una prima de carácter temporal (y solo para las instalaciones de potencia inferior a 25 MW). La remuneración media obtenida en 2000 por las instalaciones que utilizan la cogeneración oscila entre 8 PTA/kWh, en el caso de las de mayor potencia, y 9,9 PTA/kWh en el caso de las de menor potencia. El mencionado RD 3490/2000 elevó para el 2001 las primas de

estas instalaciones en algo mas de 1 PTA/kWh, recogiendo, entre otros la señalada elevación del precio del gas natural.

Esta Comisión considera que las instalaciones acogidas al RD 2818/1998 en general tienen un marco regulatorio adecuado, en el que la elevación de los precios de los combustibles se ve reflejada en su remuneración, por dos vías diferentes pero complementarias: el precio del mercado y la prima. Normalmente ambas vías son sensibles a estos incrementos de costes, ya que el precio del gas es una variable que se utiliza para la revisión de las primas, y también en la determinación del precio marginal del mercado. La Comisión es sensible también a los problemas de estas instalaciones en periodos de precios reducidos del mercado, sobretodo en una situación como la actual en la que existen unos costes de transición a la competencia que completan la remuneración de las instalaciones de producción en régimen ordinario .

Por su parte, el Art. 17.5 del RDL 6/2000 introduce la posibilidad de incentivar la participación de los productores en régimen especial en el mercado de producción, y el Art. 17.3 determina que las instalaciones obligadas a realizar ofertas al operador del mercado percibirán el precio marginal más 1,5 PTA/kWh en concepto de garantía de potencia o la cantidad que se determine reglamentariamente.

La Disposición Transitoria 2ª de la propuesta de Real Decreto aprovecha ambos artículos para establecer un incentivo que palie la situación de estas instalaciones durante los episodios de precios elevados de los combustibles, a la vez que incentiva la participación en el mercado de producción para las instalaciones de potencia inferior a 50 MW y establece un régimen transitorio adecuado respecto a la remuneración de las instalaciones obligadas a realizar ofertas.

Las principales características del incentivo establecido en la mencionada DT 2ª son:

1. Se otorga a todas las instalaciones de cogeneración ligadas al gas natural y a los derivados del petróleo, independientemente del RD al que se encuentran acogidas.
2. Se concede el incentivo mientras que se retribuyan costes de transición a la competencia y mientras subsistan los elevados precios del gas natural (por encima de 2 PTA/th PCS) o no oferten al operador del mercado una potencia conjunta de centrales de ciclo combinado con gas que ascienda a 3.200 MW.
3. El cálculo del incentivo es mensual, en función del precio del gas natural de que se toma como referencia.
4. El incentivo tiene en cuenta, en su caso, la prima y su valor de actualización con la evolución del gas natural.
5. El incentivo es adicional a la garantía de potencia especial de 1,5 PTA/kWh.
6. En el diseño del incentivo no se tiene en cuenta la evolución del precio del mercado.

La CNE considera adecuado que el mecanismo que finalmente se desarrolle para incentivar el acceso al mercado de estas instalaciones, puede servir también para paliar situaciones como las descritas anteriormente.

Sin perjuicio de lo anterior, se considera que el establecimiento de incentivos como los propuestos en el proyecto de Real Decreto, deberían ser analizados con especial atención atendiendo a la viabilidad económico financiera de estas instalaciones ya que, aunque tienen la ventaja de permitir la viabilidad de determinados medios de producción que se consideran eficientes, tienen el inconveniente de introducir distorsiones en la remuneración de los agentes del mercado.

En el cuadro siguiente se realiza una valoración económica de lo que supone la aplicación del incentivo contenido en la propuesta de Real Decreto para el

supuesto de varios escenarios de precios marginales del mercado, tomando como referencia los precios finales resultantes para los cogeneradores en el año 2000:

| <b>Hipótesis Precio Mercado<br/>PTA/kWh</b> |      | <b>Mayor<br/>remuneración<br/>anual sobre la<br/>regulación<br/>actual<br/>MPTA</b> |
|---|------|---|
| <b>febrero-01</b>                           | 3,40 | 5.469   |
| <b>propuesta RD</b>                         | 4,70 | 12.821  |
| <b>año 2000</b>                             | 5,29 | 20.136  |
| <b>octubre-00</b>                           | 6,63 | 39.409  |

El incentivo de la propuesta de Real Decreto se valora para el colectivo de instalaciones previsto en su ámbito de aplicación, por lo que supuesto un precio marginal del mercado como el que figura en la memoria al proyecto de Real Decreto de 4,70 PTA/kWh, resulta en términos anuales una mayor remuneración para este colectivo de 12.821 MPTA.

No obstante, a esta cantidad habría que añadir una mayor remuneración vía mercado si el precio final del mercado se elevara por encima de las 4,70 PTA/kWh. Por ejemplo, si el precio del mercado se situara finalmente en el valor medio del año 2000 (5,29 PTA/kWh), estos cogeneradores recibirían adicionalmente 7.315 MPTA. Si el precio fuera aún mayor, y se situara todo el año en el nivel de octubre de 2000, percibirían 26.588 MPTA más. Simétricamente, si el precio del mercado se redujera y se situara, por ejemplo, en valores próximos a los del mes de febrero de 2001 (de elevada hidraulicidad) este colectivo dejaría de percibir 7.352 MPTA.

Es por ello necesario introducir en la formulación del incentivo una referencia directa a la variación del precio del mercado sobre el que se ha adoptado como referencia en su diseño.

Una posible formulación para las instalaciones del RD 2366/94 podría ser la siguiente, empleando las mismas variables que se describen en la propuesta de Real Decreto, e introduciendo (PMmes) para representar mensualmente el precio medio marginal del mercado:

$$\text{INCmes} = [\text{INCbásico} - \text{ce} * (\text{Te}(2000) - \text{Te}(\text{mes}))] * [(4,7+1,5)/(\text{PMmes}+1,5)]$$

Con esta formulación se obtendrían remuneraciones adecuadas que laminarían la variaciones de los precios del mercado.

#### REMUNERACIÓN SEGÚN EL PRECIO DEL MERCADO

|                                    | Precio del mercado PTA/kWh |       |       |              |       |       |       |
|------------------------------------|----------------------------|-------|-------|--------------|-------|-------|-------|
|                                    | 3,2                        | 3,7   | 4,2   | 4,7          | 5,2   | 5,7   | 6,2   |
| <b>5 MW &lt; P &lt; ó = 15MW</b>   | 10,23                      | 10,20 | 10,26 | <b>10,39</b> | 10,58 | 10,81 | 11,08 |
| <b>15 MW &lt; P &lt; ó = 30MW</b>  | 9,51                       | 9,55  | 9,67  | <b>9,85</b>  | 10,07 | 10,34 | 10,64 |
| <b>30 MW &lt; P &lt; ó = 100MW</b> | 8,85                       | 8,95  | 9,12  | <b>9,35</b>  | 9,61  | 9,91  | 10,23 |

|                                    | Diferencias obre caso base PTA/kWh |       |       |             |      |      |      |
|------------------------------------|------------------------------------|-------|-------|-------------|------|------|------|
|                                    |                                    |       |       |             |      |      |      |
| <b>5 MW &lt; P &lt; ó = 15MW</b>   | -0,16                              | -0,19 | -0,13 | <b>0,00</b> | 0,19 | 0,42 | 0,68 |
| <b>15 MW &lt; P &lt; ó = 30MW</b>  | -0,34                              | -0,30 | -0,18 | <b>0,00</b> | 0,23 | 0,49 | 0,79 |
| <b>30 MW &lt; P &lt; ó = 100MW</b> | -0,50                              | -0,40 | -0,22 | <b>0,00</b> | 0,27 | 0,56 | 0,89 |

Además, es preciso analizar la suficiencia del incentivo para completar la remuneración de las instalaciones hasta obtener una rentabilidad adecuada, para las instalaciones del RD 2366/94 y para considerar situaciones de bajos precios en el mercado en el caso de instalaciones acogidas al RD 2818/98. En este sentido, de forma preliminar, y en tanto no se realice un análisis independiente y más detallado de la viabilidad económica – financiera de estas instalaciones, se

puede tomar como contraste del incentivo el análisis de rentabilidad proporcionado por la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (cuyos resultados fueron expuestos en la sesión del Consejo Consultivo).

El análisis que realiza esta asociación se refiere a tres plantas tipo de 5, 25 y 44 MW, puestas en marcha durante el año 1996 (con lo que en estos momentos han sobrepasado su quinto año de vida útil), resultando con el incentivo previsto, durante el primer año de aplicación completa del mismo, unos precios finales de venta de los excedentes superiores a los precios derivados del RD 2366/94 en un 3,3% para la instalación de 5 MW y en más de un 10% en las instalaciones de 25 y 44 MW.

Las rentabilidades, medidas en términos de TIR que se obtienen en dicho estudio, teniendo en cuenta las hipótesis de cálculo que utiliza, son respectivamente de 8,5%, 5,4% y 6,4%.

Estos análisis son enormemente sensibles tanto a los ingresos como a los costes que se consideren. Entre los ingresos figuran no sólo los derivados de la venta de la energía eléctrica excedentaria, sino también los derivados de la venta del vapor útil y los de venta la energía eléctrica autoconsumida. Entre los costes, destacan aparte del combustible, los costes de inversión y los de operación y mantenimiento. Por ejemplo, si se considerasen dos ligeras variaciones en las hipótesis empleadas, como un descuento en la compra de gas natural de un 3% y un precio de la energía eléctrica autoconsumida más ajustado al de los contratos que se realizan en el año 2001 para los consumidores cualificados, se obtendrían unos incrementos en las TIR anteriores de un punto.

En definitiva, la Comisión Nacional de Energía respecto a los incentivos a las instalaciones de autoproductores, en primer lugar considera que se debería realizar un análisis en profundidad sobre la viabilidad económico financiera de las instalaciones de cogeneración que utilizan combustibles líquidos y gas natural, para determinar la suficiencia del incentivo que se propone, hasta obtener una rentabilidad adecuada, para las instalaciones del RD 2366/94 y para considerar situaciones de bajos precios en el mercado en el caso de instalaciones acogidas al RD 2818/98. En segundo lugar, la Comisión entiende que se debería realizar un diseño del incentivo que contemple adecuadamente la influencia que tiene en la remuneración de estas instalaciones el precio marginal del mercado, y la variación del precio del gas natural, todo ello, a fin de evitar remuneraciones excesivas o

escasas y además, ocasionar las menores distorsiones posibles en la remuneración de los agentes del mercado.

#### **4.4. Sobre el establecimiento de una retribución por el concepto de la garantía de potencia.**

El artículo 17.2. del RD 6/2000, que añade un apartado a la DT 8ª de la Ley 54/97, señala una determinada metodología para incentivar la participación de las instalaciones de autoprodutores, como es la de ofertar sus excedentes, de forma individualizada o por agente vendedor, percibiendo el incentivo en concepto de garantía de potencia de 1,5 PTA/kWh, o la cantidad que se determine reglamentariamente, aparte de percibir el precio resultante de la casación, y en su caso, la remuneración derivada de los servicios complementarios que preste y la prima que le corresponda.

El concepto de garantía de potencia tiene una transcendencia muy importante por sí mismo, y su regulación debería establecerse con un criterio multianual o de largo plazo, sobre la base de un análisis global de la regulación del sistema. Por ello la CNE considera que no es afortunado establecer el incentivo económico para la participación de los autoprodutores en el mercado usando este concepto. Dicho lo anterior, la Comisión entiende que en tanto no se revise globalmente la regulación de la retribución de la garantía de potencia, dado que el RDL 6/2000 ha considerado inicialmente este mecanismo para incentivar el acceso de la cogeneración al mercado, podría utilizarse temporalmente este incentivo, que por otra parte es simple y fácilmente controlable (la disponibilidad de generar se demuestra vertiendo energía al sistema).

Por su parte, de acuerdo con lo manifestado por algunos miembros del Consejo Consultivo, la Comisión considera que las primas se deberían otorgar por la energía excedentaria realmente vertida, en general, y/o por la energía neta, en el caso de las energías renovables, en lugar de hacerlo por la energía casada, ya que en la regulación del régimen especial las primas se adjudican siempre por la energía vertida, y además, con ello se evita el cobro de la prima por energía casada cuando la instalación pudiera estar indisponible para generar. Sin perjuicio de que en la propuesta de Real Decreto se derogue correctamente el apartado 5 del artículo 18 del Real Decreto 2818/98, al adaptar el mecanismo por el que el régimen especial puede acceder al mercado organizado, se debería modificar

asimismo el artículo 7 de dicha propuesta para considerar los criterios enunciados respecto al devengo de la prima.

La CNE entiende que en el caso de la garantía de potencia asignada al régimen especial son válidos, en principio, los mismos argumentos que los descritos en el párrafo anterior en relación con el devengo de las primas. Por tanto, se debería modificar el artículo 6 b) de la propuesta de Real Decreto para considerar estos criterios.

#### **4.5. Sobre la información del programa de cesión de energía cuando los productores en régimen especial no participan en el mercado**

Con el fin de incrementar la eficiencia del sistema, y como medida complementaria a los incentivos para el acceso al mercado de todo el régimen especial, la Comisión considera conveniente que cuando estas instalaciones no accedan al mercado proporcionen al distribuidor su programa de cesión de energía.

De acuerdo con lo manifestado por un miembro del Consejo Consultivo, la Comisión considera que se debería extender la obligación de informar individualmente de los programas de las instalaciones de producción en régimen especial a todas las energías especiales, reduciendo incluso el umbral hasta los 5 MW, sin perjuicio de que los desvíos que se deriven de esta información no tengan posteriormente, consecuencias económicas para sus titulares, más allá de las establecidas en el Art. 18 del RDL 6/2000.

Jurídicamente la extensión de esta obligación de información no presenta ningún problema de legalidad, ya que lo que hace el Art. 18 del RDL 6/2000 es modificar el artículo 19 del RD 2818/98 que desarrolla la Ley 54/97, y el Gobierno está habilitado por esta Ley para modificar los requerimientos de información de los agentes del sistema. Asimismo, el mencionado Art. 18 también habilita en su punto 3 al Gobierno para modificar las obligaciones relativas a la cogeneración.

En concreto, para facilitar la predictibilidad de las energías renovables no consumibles, como ya se ha indicado en el caso de la energía eólica, se podría autorizar que la información del programa corresponda a un conjunto de instalaciones del mismo tipo de tecnología y que estuvieran situadas en la misma zona geográfica de distribución.

Además, se considera fundamental, a fin de que sea posible calcular con rigor los desvíos correspondientes a las instalaciones de régimen especial a las que afectan estos requerimientos de información, que las mismas cumplan con rigor lo establecido en el Reglamento de puntos de medida

Por otra parte, de acuerdo con lo manifestado por un miembro del Consejo Consultivo, la Comisión considera que la potencia instalada es el parámetro que utiliza la Ley cuando establece la limitación de potencia para las unidades de producción, por lo que en la propuesta de Real Decreto se deberían establecer estos límites base a la potencia instalada, en lugar de “la potencia media de la energía excedentaria cedida”, que además crea confusión y complejidad. Con esta medida parece que la propuesta de Real Decreto pretende eximir del cumplimiento de proporcionar programa a determinadas instalaciones de potencia instalada superior a 10 MW con elevado autoconsumo. Al reducir el umbral de aplicación de la obligación de información hasta los 5 MW deja de tener sentido lo anterior. Además, en el caso de que fuera muy pequeña la energía excedentaria, al estar eximidos de pagar sobrecoste los desvíos inferiores al 5%, la imputación que se realizaría a estas instalaciones cuando el desvío superase el 5% sería muy pequeña.

Con esta medida, el sistema de liquidaciones podría explicitar fácilmente los sobrecostos incurridos por estas energías, para que sean conocidos, recaigan bien sobre los agentes (cogeneradores) o sobre el conjunto del sistema, y puedan ser desligados de la afección individual que en estos momentos se impone sobre los distribuidores.

Para evitar la afección al distribuidor, a efectos de las liquidaciones de actividades y costes regulados, se deberían establecer también coeficientes de pérdidas estándares en función del tipo de instalación y del nivel de tensión a que se encuentre conectada.

La CNE, coincidiendo con lo manifestado por algunos miembros del Consejo Consultivo, considera que la mejor opción sería que los distribuidores formularan dos tipos de ofertas al operador del mercado: una de adquisición de energía para suministrar a su demanda bruta a tarifa, y otra u otras, por las ventas de energía del régimen especial por tipos de tecnologías, en función de los programas de vertido de excedentes que le proporcionen las instalaciones de potencia superior a 5 MW y de los programas que él realice para el resto de instalaciones. Sin embargo, esta propuesta puede presentar dificultades prácticas por el incompleto

estado de implementación del Reglamento de puntos de medida en estas instalaciones. Es necesario, pues, que las instalaciones de régimen especial cumplan los requerimientos que el Reglamento de puntos de medidas establece para ellas.

Por último, de acuerdo con lo manifestado por un del Consejo Consultivo, la CNE considera que sería deseable que se establecieran penalizaciones por incumplimiento de proporcionar el programa de producción, en el tiempo y en la forma establecida, que pudieran afectar a todas las instalaciones con obligación de proporcionar el programa. Sin embargo, la CNE entiende que al no estar establecida esta penalización por Ley, y estar acotado el régimen económico de las instalaciones acogidas al RD 2366/94 por la DT 8 2ª de la Ley 54/97, parece que tendría difícil encaje legal esta propuesta. No obstante, la propia Ley 54/97 establece un régimen propio de infracciones y sanciones que deberá ser aplicado si se incumplieran los requerimientos de información.

#### **4.6. Nuevas formas de contratación (artículo 21 del RDL 6/2000)**

Por sistemática normativa y a fin de reproducir el régimen general completo que establece el RDL 6/2000 con respecto a las instalaciones de régimen especial, es preciso incluir y desarrollar su Art. 21 en la propuesta de Real Decreto, especificando el mecanismo de liquidación de la prima en el caso de contratos de adquisición entre productores en régimen especial y comercializadores. Por ello, se debería introducir un nuevo artículo a continuación del 8 de la propuesta de Real Decreto, que además, clarificaría la redacción de este artículo 8.

La CNE propone involucrar al distribuidor en las liquidaciones de estas primas, sin que esta gestión le afecte en su labor de gestor de redes, como tampoco le afecta el cobro de las tarifas de acceso. La razón es que el sistema de liquidaciones pueda seguir teniendo un cierto control sobre este concepto de coste regulado, que se otorga por la energía vertida por el productor en régimen especial. Adicionalmente, con esta propuesta se equilibran los saldos de liquidación del distribuidor, que por una parte está encargado de cobrar las tarifas de acceso y por otra, de pagar las primas, minimizando con ello los flujos de las liquidaciones.

*Artículo XX “Nuevas formas de contratación”*

*“Los comercializadores de energía eléctrica podrán realizar contratos de adquisición de energía eléctrica empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial. Dicha energía podrá venderse a los consumidores cualificados o integrarse en los mercados diarios o intradiarios existentes.*

*La obligación de comunicación o en su caso de autorización previa será de aplicación a dichas formas de contratación en la forma descrita en el artículo anterior.”*

Asimismo, se debería introducir un párrafo final en el artículo 8 (Liquidaciones):

*“En el caso de que el comercializador contrate directamente con un productor en régimen especial, el comercializador le deberá pagar directamente la prima regulada que le corresponda por el tipo de instalación. La Comisión Nacional de Energía, liquidará al comercializador, a través del distribuidor, dicha prima mensualmente”.*

#### **4.7. Sobre las instalaciones de producción que deben realizar ofertas al operador del mercado, de acuerdo con el artículo 17.3 del RDL 6/2000**

La Comisión Nacional de Energía entiende que las instalaciones de producción de energía eléctrica, con una potencia instalada superior a 50 MW, acogidas al RD 2366/1994, no tienen el carácter de instalaciones de producción en régimen especial en razón de lo establecido en:

1. El Art. 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que determina que tiene la consideración de régimen especial la producción de energía eléctrica cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW en los supuestos previstos en el propio precepto.
2. La modificación del primer párrafo del apartado 2 de la Disposición Transitoria Octava de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, realizada por el Art. 17.1 del RDL 6/2000. de 23 de junio, por el cual se limita el mantenimiento del régimen previsto en el RD 2366/1994 a las instalaciones de producción con una potencia instalada igual o inferior a 50 MW.

3. El Art. 17.3 del citado RDL 6/2000 que añade un párrafo final al Art. 23 del RD 2818/1998, de 23 de diciembre, en el sentido de establecer la obligación para estas instalaciones de presentar ofertas económicas al operador del mercado, con el régimen económico subsiguiente: el precio resultante del sistema de ofertas más 1,5 PTA/kWh en computo de garantía de potencia o la cantidad que se determine reglamentariamente.

A partir de la entrada en vigor del RDL 6/2000, las instalaciones cuya potencia instalada sea superior a 50MW, quedan sometidas al régimen general de presentación de ofertas al mercado, y a la percepción de la retribución de la actividad de producción (Art. 16 .1 Ley 54/1997) que incorpora los siguientes conceptos: precios resultantes del sistema de ofertas, garantía de potencia y servicios complementarios. Dejan, por tanto, de percibir el régimen económico establecido para la producción en régimen especial en el RD 2366/1994 (art. 12 y sig.), y mantenido hasta la entrada en vigor del RDL 6/2000.

Al dejar de ser instalaciones de régimen especial, y de conformidad con lo establecido en el Art. 3 de la Ley 54/1997 y en el Art. 111 del RD 1955/2000, de 1 de diciembre, la competencia para la autorización de las instalaciones corresponderá a la Administración General del Estado.

Sobre este asunto, la Comisión Nacional de Energía ya se ha pronunciado con motivo del *Informe sobre la solicitud de GEGSA de cambio de grupo de instalación de energía eléctrica en régimen especial*, aprobado por el Consejo de Administración en su sesión del día 13 de marzo de 2001 con los votos particulares que se incorporan al mismo, y que se encuentra disponible en la página Web de la CNE ([www.cne.es](http://www.cne.es)).

Algunos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad se manifestaron favorables a la consideración de que estas instalaciones, a pesar de la aprobación del Real Decreto Ley 6/2000, son instalaciones del régimen especial.

Sin perjuicio de lo anterior, a estas instalaciones en razón de su pasado y, en su caso, por el cumplimiento de un elevado rendimiento energético, se les otorga una retribución de la garantía de potencia distinta a la del resto de instalaciones de régimen ordinario.

La CNE entiende que las circunstancias anteriores deberían quedar clarificadas explícitamente en la propuesta de Real Decreto, específicamente en su exposición de motivos y en su disposición transitoria primera.

## **5. COMENTARIOS PARTICULARES**

### **5.1 Capítulo II. Presentación de ofertas y régimen económico**

#### **Artículo 2.**

Tal y como se ha señalado en las Consideraciones Generales, la CNE entiende que el desarrollo del RDL 6/2000 mediante la propuesta de Real Decreto objeto de informe, no sería completo si no se incluyera en el ámbito de aplicación a todas las instalaciones de producción en régimen especial.

Además, la CNE considera que se debería incluir un párrafo en este artículo para aclarar que la propuesta de Real Decreto se refiere exclusivamente a las instalaciones de régimen especial peninsulares, en tanto no sea desarrollado el Art. 12 de la Ley 54/97, desarrollo que debería contemplar, en lo posible, los principios y mecanismos que se regulan en esta propuesta.

#### **Artículo 4.**

Con carácter general para que no suponga una barrera de acceso al mercado, y de acuerdo con lo manifestado por determinados miembros del Consejo Consultivo, la Comisión considera que se debería realizar un esfuerzo de redacción para simplificar el texto del artículo 4 así como los requisitos previstos en él para que los titulares de las instalaciones de régimen especial puedan ser autorizados a ofertar en el mercado de producción.

Asimismo, se debería aclarar que el acceso al mercado desde la regulación del régimen especial es reversible y se podrá optar por él tantas veces como lo desee, con el único requerimiento de permanecer en el régimen de mercado al menos durante un año.

Por razones de transparencia y de facilidad en el control de las condiciones de cesión de la energía vertida ya apuntadas en las Consideraciones Generales, se pretende que el sistema de liquidación de las primas a los productores de régimen especial que participen en el mercado de producción, pase por la intermediación del distribuidor. Por esta razón, se debe omitir al final del artículo 4.3 de la propuesta de Real Decreto la referencia que se realiza sobre la baja del contrato

económico con el distribuidor. Es necesario el mantenimiento de dicho contrato económico, ahora adaptado a la facturación de las primas, y en su caso, a la facturación de los incentivos.

#### **Artículo 5.**

De acuerdo con un miembro del Consejo Consultivo, la CNE entiende que la participación en los procesos gestionados por el Operador del Sistema podrá ser directamente realizada por el titular de la instalación, o en su caso, a través del agente vendedor o comercializador que le represente en el mercado de ofertas. Asimismo, se debería permitir la participación de estas instalaciones en el proceso de resolución de desvíos generación – consumo.

#### **Artículo 6.**

De acuerdo con determinados miembros del Consejo Consultivo, la CNE entiende que se debería clarificar la redacción de los conceptos que intervienen en la retribución del mercado, separando:

- a) El precio obtenido de la casación de las ofertas y demandas en el mercado diario y el precio obtenido de la casación en los mercados intradiarios.
- b) La retribución por la prestación de servicios en los mercados de operación del sistema: solución de restricciones técnicas, resolución de desvíos generación - consumo y servicios complementarios.
- c) El coste de la garantía de potencia de 1,5 PTA/kWh, por la energía excedentaria vertida en general, y por la producción neta, en el caso de las energías renovables no consumibles.
- d) Las correcciones a que haya lugar como consecuencia de las desviaciones o alteraciones de la programación horaria final.

#### **Artículo 7.**

De acuerdo con un miembro del Consejo Consultivo, y según lo manifestado en sus Consideraciones Generales, la CNE entiende que las primas se han de

otorgar por la energía excedentaria vertida en general, y por la producción neta, en el caso de las energías renovables no consumibles.

#### **Artículo 8.**

Por las razones ya descritas, se considera necesario la intermediación del distribuidor para la liquidación de la prima que le corresponda al productor en régimen especial o en su caso, al agente vendedor o comercializador que lo represente. La Comisión considera que, al igual a como sucede en la actualidad, se debería modificar el texto de la propuesta para indicar que las primas que puedan corresponder a las instalaciones de régimen especial que participan en el mercado, de acuerdo con el RD 2818/98, serán pagadas mensualmente por el distribuidor mediante la presentación de la correspondiente factura por parte del productor en régimen especial, y éstas serán liquidadas posteriormente por la CNE dentro del procedimiento de liquidaciones de actividades y costes regulados establecido en el RD 2017/1997.

### **5.2. Capítulo III. Régimen económico de las desviaciones en los excedentes de las instalaciones que no ofertan al mercado**

#### **Artículo 9**

Como ya se ha indicado en las Consideraciones Generales, se propone que se establezca la obligación de los titulares de las instalaciones de producción en régimen especial de informar individualmente sobre sus programas de cesión de energía cuando sus instalaciones superen la potencia instalada de 5 MW y éstas no participen en el mercado. Excepcionalmente, las instalaciones que utilizan las energías renovables no consumibles podrán realizar ofertas globales por tecnologías y por zonas geográficas de distribución.

Independientemente de que se acepte o no finalmente esta propuesta, de acuerdo con lo manifestado por algunos miembros del Consejo Consultivo, se debería clarificar la redacción del artículo 9. Asimismo, se debería incluir en el artículo 9.1 al colectivo que representa el “nuevo párrafo final de la disposición transitoria primera del RD 2818/1998” que fue introducido por el Art. 18.2 del RDL

6/2000, relativo a los requerimientos de información de los programas de cesión de excedentes de las instalaciones correspondientes al RD 2366/94.

Por otra parte, se debería adaptar la redacción de este artículo a lo previsto en el Art. 18 del RDL 6/2000, en el sentido de que a las instalaciones que comunican programa con posible repercusión económica, se les imputará el coste del desvío cuando los desvíos individuales sean superiores al 5%, en contraposición a la redacción de la propuesta de Real Decreto que prevé imputación económica siempre que la desviación neta global del conjunto de instalaciones supere el 5%.

Además, la CNE considera, de acuerdo con lo manifestado por un miembro del Consejo Consultivo, que se debe establecer en este artículo que los programas de las instalaciones obligadas a proporcionarlo al distribuidor con posible repercusión económica deben realizar la previsión para las 24 periodos horarios de cada día, con al menos, treinta horas de antelación respecto al inicio de dicho día. Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de dos horas al inicio de cada mercado intradiario.

Por último, como los sobrecostes derivados de los desvíos de estas instalaciones los ha de calcular el operador del mercado para el saldo neto peninsular de cada uno de los grupos de régimen especial, desglosado por potencias superiores e inferiores a 5 MW, y éste debe comunicar al distribuidor los costes mensuales individuales, se deberían hacer público los costes globales de desvíos unitarios y absolutos correspondientes a cada uno de los grupos de tecnologías, utilizando el mismo medio por el que se publican los precios finales del mercado determinados en el artículo 24 del RD 2818/98.

## **Artículo 10**

De la misma forma que en el artículo anterior, se debería incluir el primer párrafo de la propuesta de Real Decreto a las instalaciones del RD2366/94 que están obligadas a proporcionar programa al distribuidor, ya sea con repercusión económica del desvío o sin ella, de acuerdo con el Art. 18.2 del RDL 6/2000.

Por otra parte, se debería modificar el cuarto párrafo de la propuesta de Real Decreto para que el operador del mercado determine los sobrecostes unitarios y absolutos del conjunto de instalaciones que deben proporcionar programa sin consecuencias económicas, pero desglosado para cada uno de los grupos de los

Reales Decretos 2366/98 y 2818/98, y por potencias por encima y por debajo de 5 MW.

## **Artículo 11**

De la misma forma que en los artículos anteriores, se debería incluir en este artículo a las instalaciones del RD2366/94 que están obligadas a proporcionar programa al distribuidor, ya sea con repercusión económica del desvío o sin ella, de acuerdo con el Art. 18.2 del RDL 6/2000. Se deben incluir a las primeras en todas las alusiones que se hacen en este punto y en los siguientes a la liquidación de los desvíos de las instalaciones a las que se les puede repercutir el coste.

### **5.3 Disposición adicional primera.**

La CNE considera adecuado el tratamiento que se da en la propuesta de Real Decreto a la energía solar, fotovoltaica y térmica. Con ello se clarifica la regulación de estas tecnologías con el fin de puedan iniciar su desarrollo de acuerdo con el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

No obstante, se podría mejorar esta regulación si se aclarara también que el tipo de contrato que han de suscribir las instalaciones a las que les es de aplicación el RD 1663/2000, no es el establecido con carácter general en el artículo 17 del RD 2818/98, sino otro más simplificado. Por ello, se debería incluir un párrafo en la propuesta para establecer que la Dirección General de Política Energética y Minas determinará los requisitos mínimos que ha de contener el contrato específico de compraventa que han de suscribir las instalaciones a que les es de aplicación el RD 1663/2000.

### **5.4 Disposición transitoria segunda.**

Aparte de las observaciones realizadas por la CNE en las Consideraciones Generales acerca del incentivo, esta Comisión considera que se debería incluir adicionalmente un punto en esta DT para indicar que estos incentivos serán pagados mensualmente por el distribuidor mediante la presentación de la correspondiente factura por parte del productor, y serán liquidados por la CNE al

quedar integrados en el procedimiento de liquidaciones de actividades y costes regulados descritos en el RD 2017/1997.

Adicionalmente, se debería establecer el incentivo de forma que resulte menos brusca la transición entre las potencias de corte del mismo, ya que con el diseño actual, dentro del rango de las potencias de corte, se incentivan las instalaciones de menor potencia y se penalizan a las de mayor potencia, pudiendo afectar con ello a la eficiencia energética en el desarrollo de las instalaciones de cogeneración.

## **6. CONCLUSIONES**

1. La Comisión Nacional de Energía, al igual que algunos miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad, considera que para desarrollar adecuadamente el RDL 6/2000, el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto debería incluir a todo el régimen especial peninsular (hasta que no se desarrolle el artículo 12 de la Ley 54/97), sin excluir a las energías renovables no consumibles (eólica, minihidráulica y solar), ni a las instalaciones de régimen especial de potencia igual o inferior a 5 MW reguladas en el RD 2818/98. No existen razones objetivas para excluir del ámbito de aplicación a estos colectivos, existiendo en cambio razones fundadas para que si se incluyan:
  - a) Se introduce un mayor dinamismo en el mercado de electricidad
  - b) Se incrementa la eficiencia del sistema a corto plazo
  - c) Se incrementa la seguridad del sistema a largo plazo
  - d) Se favorece la implementación del Plan de Fomento de las Energías Renovables
  - e) Se ofrecen señales de eficiencia en la regulación de las energías especiales, principalmente eólica y minihidráulica.
  - f) Se da un tratamiento simétrico al que tienen los consumidores cualificados en relación al acceso al mercado por medio de los comercializadores.

2. La Comisión Nacional de Energía respecto al incentivo a las instalaciones de autoprodutores, en primer lugar, considera que se debería realizar un análisis en profundidad sobre la viabilidad económico financiera de las instalaciones de cogeneración que utilizan combustibles líquidos y gas natural, para determinar la suficiencia del incentivo que se propone, hasta obtener una rentabilidad adecuada, para las instalaciones del RD 2366/94 y para considerar situaciones de bajos precios en el mercado en el caso de instalaciones acogidas al RD 2818/98. En segundo lugar, la Comisión entiende que se debería realizar un diseño del incentivo que contemple adecuadamente la influencia que tiene en la remuneración de estas instalaciones el precio marginal del mercado, y la variación del precio del gas natural, todo ello, a fin de evitar remuneraciones excesivas o escasas y además, ocasionar las menores distorsiones posibles en la remuneración de los agentes del mercado. Adicionalmente, se debería establecer el incentivo de forma que resulte menos brusca la transición entre las potencias de corte del mismo, ya que con el diseño actual, dentro del rango de las potencias de corte, se incentivan las instalaciones de menor potencia y se penalizan a las de mayor potencia, pudiendo afectar con ello a la eficiencia energética en el desarrollo de las instalaciones de cogeneración.
3. El concepto de garantía de potencia tiene una trascendencia muy importante por sí mismo, y su regulación debería establecerse con un criterio multianual o de largo plazo, sobre la base de un análisis global de la regulación del sistema. No obstante lo anterior, la Comisión entiende que en tanto no se revise globalmente la retribución de la garantía de potencia, dado que el RDL 6/2000 ha considerado inicialmente este mecanismo para incentivar el acceso de la cogeneración al mercado, podría utilizarse temporalmente este incentivo, que por otra parte es simple y fácilmente controlable. Además, éste se debería otorgar, al igual que las primas, por la energía excedentaria vertida en general, y por la producción neta, en el caso de las energías renovables no consumibles.
4. La Comisión también considera que la mejor opción regulatoria para desligar la afectación del coste de los desvíos del régimen especial en los distribuidores sería que éstos formularan dos tipos de ofertas al operador del mercado: una de adquisición de energía para suministrar a su demanda bruta a tarifa, y otra u otras, por las ventas de energía del régimen especial por tipos de tecnologías. Sin embargo, esta propuesta puede presentar dificultades prácticas por el incompleto estado de implementación del Reglamento de

puntos de medida en estas instalaciones. En esta misma línea, la Comisión considera que cuando las instalaciones de producción en régimen especial no participan en el mercado de producción deberían informar individualmente (salvo las energías renovables no consumibles) de sus programas de cesión de energía, sin perjuicio de que los desvíos que se deriven de esta información no tengan posteriormente, consecuencias económicas para sus titulares, más allá de las establecidas en el artículo 18 del RDL 6/2000. La Comisión propone extender esta obligación a todas las instalaciones cuya potencia sea superior a 5 MW.

5. La CNE propone involucrar al distribuidor en las liquidaciones de las primas al régimen especial cuando éste participe en el mercado de producción, para no perder el control sobre este concepto de coste, que se otorga por la energía vertida, y al mismo tiempo equilibrar en lo posible los saldos de liquidación del distribuidor, que por una parte está encargado de cobrar las tarifas de acceso y por otra, de pagar las primas.
6. La Comisión Nacional de Energía entiende que en el Real Decreto objeto de informe se debe clarificar explícitamente que las instalaciones de producción de energía eléctrica, con una potencia instalada superior a 50 MW acogidas al RD 2366/1994, no tienen el carácter de instalaciones de producción en régimen especial.

Esta conclusión ha sido aprobada por el Consejo de Administración de la CNE con el voto a favor del Presidente por sí mismo y en la representación que ostenta del Consejero D. Carlos Duato Beneyto, el Vicepresidente y las Consejeras D<sup>a</sup> Carmen Fernández Rozado y D<sup>a</sup> M<sup>a</sup> Teresa Estevan Bolea; con el voto en contra de los Consejeros D. Juan Ignacio Unda Urzaiz, D. Jordi Dolader i Clara y D. Sebastià Ruscalleda i Gallart; y con la abstención del Consejero D. José Sierra López.

Los Consejeros D. Jordi Dolader i Clara, D. Juan Ignacio Unda Urzaiz y D. Sebastià Ruscalleda i Gallart formulan voto particular contra esta conclusión, cuya justificación se adjunta a continuación, apoyando las tesis de algunos miembros del Consejo Consultivo que consideran dichas instalaciones de producción dentro del régimen especial: CC.AA. de Cataluña, País Vasco, Andalucía y Extremadura, y Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica. El Consejero D. José Sierra López se adhiere a las consideraciones contenidas en el voto particular.

VOTO PARTICULAR DE LOS CONSEJEROS D. JUAN IGNACIO UNDA, D. JORDI DOLADER Y D. SEBASTIA RUSCALLEDA.

Los Consejeros D. Juan Ignacio Unda, D. Jordi Dolader y D. Sebastià Ruscalleda, formulan voto particular al Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se desarrollan los artículos 17, 18 y 21 del RDL 6/2000, de 23 de junio, en relación con las cuestiones, respecto de instalaciones con potencia eléctrica superior a 50MW acogidas al Real Decreto 2366/1994 y su pertenencia al régimen especial.

**1.- Instalaciones con potencia eléctrica superior a 50MW acogidas al Real Decreto 2366/1994 y su pertenencia al régimen especial.**

A) El art. 3 “Competencias Administrativas” de la ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, en su apartado 3 señala que *“corresponde a las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus respectivos : c) Autorizar las instalaciones eléctricas..... En todo caso se entenderán incluidas las autorizaciones a que hace referencia el art. 28.3”*.

El art. 28.3 se refiere a las instalaciones de la producción en régimen especial. Señalando *“Las autorizaciones a que se refiere el apartado 1 (construcción, explotación, modificación substancial, transmisión y cierre de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial) serán otorgadas por la Administración Autonómica”*

B) Así mismo el art. 27 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico efectúa una declaración genérica cuando prevé que *“la condición de instalación de producción acogida a este régimen especial será otorgada por los órganos correspondientes de las Comunidades Autónomas con competencia en la materia”*.

Estos preceptos fueron desarrollados reglamentariamente en el art. 4.1 del RD 2818/1998, de 23 de diciembre, que señala *“La Autorización Administrativa para la construcción, explotación, modificación substancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción acogida a dicho régimen corresponde a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas con competencia en la materia”*.

C) La ley 54/1997, del sector eléctrico en su Disposición Transitoria Octava reconoce en su apartado 2 que *“aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica que a la entrada en vigor de la presente ley estuvieron acogidos al régimen previsto en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuente de energía renovables, así como aquellas a las que se refiere la disposición adicional segunda del citado Real Decreto, mantendrán dicho régimen, en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia....”*

Por lo tanto, las instalaciones de hasta 100MW que reconocía la ley de ordenación del sector eléctrico ley 40/1994 y sus disposiciones de desarrollo vienen amparadas bajo esta disposición transitoria.

D) El Real Decreto-Ley 6/2000:

1. Señala en el apartado II de su exposición de motivos que *“Respecto del sector eléctrico, se avanza en la introducción de competencia,..... y estableciendo la obligación de que determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo acudan al mercado mayorista para verter sus excedentes”*
2. El Artículo 17. 3 expresa: *“Se añade un párrafo al final del artículo 23 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, con la siguiente redacción: “Los titulares de las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50MW acogidos al Real Decreto 2366/1994 estarán obligados a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación, a los efectos de verter sus excedentes de energía eléctrica.”*

*Estas instalaciones tendrán derecho a percibir por su producción o excedentes de energía eléctrica el precio resultante del sistema de ofertas, más 1,5 pesetas/kWh en concepto de garantía de potencia que se determine reglamentariamente”.*

3. El art. 17.1 expresa: *“Aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica, con una potencia instalada igual o inferior a 50MW, que a la entrada en vigor de la presente Ley estuvieran acogidas al régimen previsto en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o*

*fuentes de energía renovables, así como aquéllas a las que se refiere la disposición adicional segunda del citado Real Decreto, mantendrán dicho régimen, en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia de las empresas productoras de energía eléctrica a que se refiere la disposición transitoria sexta”.*

4. Adicionalmente conviene señalar escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas, que el escrito de 19 de julio de 2000 y en relación con la aplicación del RDL 6/2000 respecto de las instalaciones del RD 2366/1994 señala: *“Considerando que se requiere modificar la normativa de desarrollo vigente respecto al Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, la Orden de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos de dicho Real Decreto, así como las Reglas de Funcionamiento del Mercado, la aplicación del nuevo régimen retributivo a las instalaciones de más de 50MW de las que esa sociedad es titular, se efectuará a partir de la entrada en vigor de dicho desarrollo normativo.*

*Mientras tanto, seguirá siendo de aplicación el régimen económico de que dichas instalaciones han venido disfrutando.”*

Como consecuencia de lo anteriormente señalado, de la exposición de motivos y articulado del Real Decreto-Ley no cabría deducir que las mencionadas instalaciones hayan perdido la condición de *“régimen especial”*. El legislador no tiene como objetivo directo el modificar el estatus de determinadas instalaciones y para ello necesita modificar la D. Transitoria Octava, sino que su objetivo directo es limitar y reducir para el futuro el ámbito de la Disposición Transitoria, lo que evidentemente, afectará a determinadas instalaciones, pero no son éstas el objetivo buscado directamente por el legislador.

La técnica utilizada en el apartado 3 es justamente la contraria: Las instalaciones de más de 50 MW están mencionadas expresamente y son los titulares de las mismas los destinatarios directos de la obligación que el precepto les impone. Del mismo modo que respecto al apartado 1, si pensamos que el legislador no ha elegido de forma casual las expresiones y la técnica legislativa utilizada, podemos concluir que este apartado tercero, sí va

dirigido expresamente a configurar el régimen jurídico de las instalaciones en cuestión.

En esa línea, podríamos proseguir el análisis del apartado 3 señalando lo siguiente: La expresión literal “...instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50MW acogidos al Real decreto 2366/1994.....” podría tener, a su vez, significación propia: El legislador no ha dicho “instalaciones que en su día fueron calificadas...”, ni “...Instalaciones en su día acogidas..”. Ello significaría, que, aunque privadas de la protección de que disfrutaron, estas instalaciones siguen mereciendo a juicio del legislador la consideración de instalaciones de régimen especial, ya que utiliza la expresión “acogidos” otorgándole un cierto valor de actualidad y no sólo de pasado, o como referencia histórica.

Por otra parte, parece indudable que el propio artículo 17.3 del Real Decreto-Ley define un régimen retributivo peculiar para tales instalaciones, régimen que, aunque fuera de contenido idéntico al de las instalaciones de régimen ordinario, no permitiría asimilar unas y otras sin más.

Del análisis realizado hasta aquí, cabría concluir que, de la lectura de los preceptos mencionados, no se infiere que la voluntad expresa del legislador haya sido modificar directamente, por mandato legal la naturaleza de estas instalaciones, en el sentido de que, tras la entrada en vigor del Real Decreto-Ley, las mismas pasen a ser “instalaciones de régimen ordinario”.

*Si el legislador hubiera querido recalificar “ex lege” estas instalaciones, hubiera podido hacerlo de forma directa utilizando una redacción diferente de la utilizada en ambos apartados del art. 17 del Real Decreto-Ley, estableciendo expresamente que tales instalaciones “quedan sujetas a todos los efectos al régimen ordinario de producción”, u otra expresión similar.*

- E) También conviene reflejar que la Resolución de la Dirección de Política Energética y Minas relativa a la ampliación de potencia de la central de cogeneración de “Repsol Petróleo, S.A.” en A Coruña de fecha 30 de enero de 2001 publicada en el B.O.E. del 12 de abril de 2001 y en la cual la citada

Dirección General resuelve aprobar el proyecto de ejecución de la planta que tras la ampliación supera los 50MW térmicos y expresa textualmente que:

*“A los efectos de facturación de la energía excedentaria del complejo industrial, la energía excedentaria registrada se imputará como procedente de la instalación de 16,6 MW incluida en el grupo «e» del artículo 2 del Real Decreto 2366/1994, en la misma proporción de dicha potencia respecto de la potencia total de generación en régimen especial, por lo que el 17,47 por 100 de la energía eléctrica excedentaria del complejo industrial se considerará como procedente de la instalación acogida al grupo «e» del Real Decreto 2366/1994, y el resto se imputará al resto de instalaciones de generación, que están acogidas al grupo «d» del dicho Real Decreto.*

*El titular habrá de realizar ofertas económicas al operador del mercado una vez entre en vigor la correspondiente normativa de desarrollo del Real Decreto-ley 6/2000, por el conjunto de instalaciones de generación del complejo industrial, incluidas en el grupo «d» del artículo 2 del Real Decreto 2366/1994, que corresponde con el 82,53 por 100 de la energía excedentaria del complejo industrial.”*

Con lo cual se deduce con claridad el mantenimiento de la citada instalación de más de 50 MW en el régimen especial (RD 2366/94) compatible con el régimen de ofertas al mercado establecido en el RDL 6/2000.

F) Así mismo conviene señalar que la **Dirección de la Asesoría Jurídica** de la Comisión Nacional de Energía en su informe “Nota sobre aspectos no tratados hasta ahora en relación con el artículo 17 del Real Decreto-Ley 6/2000” de fecha 2 de febrero de 2001 **ratifica dicha consideración de encontrarnos ante instalaciones (las de más de 50MW acogidas al Real Decreto 2366) de régimen especial**. Pues establece textualmente en su informe la Dirección de la Asesoría Jurídica lo siguiente:

*“En relación con la solicitud de informe, esta Dirección de Asesoría Jurídica manifiesta lo siguiente:*

***Las cuestiones que se suscitan en este nuevo informe deben contar con el planteamiento previo de las siguientes opciones alternativas:***

*A) Si, como consecuencia de lo establecido en el artículo 17, apartado 1, del Real Decreto-Ley 6/2000, por el que quedan fuera del régimen protector definido en la Disposición Transitoria Octava de la Ley Eléctrica las instalaciones con potencia instalada superior a 50 MW, y de lo establecido, a su vez, en el apartado 3 del mismo artículo, por el que se impone a dichas instalaciones la obligación de concurrir al mercado organizado de producción, tales instalaciones habrían resultado automáticamente recalificadas como instalaciones de producción de régimen ordinario y, por lo tanto, las ulteriores modificaciones de tales instalaciones serían competencia estatal, a la vista de lo establecido en el artículo 111.3 del Real Decreto 1955/2000.*

*B) O si, por el contrario, de tales preceptos del Real Decreto-Ley no cabría deducir que las mencionadas instalaciones hayan perdido la condición de “régimen especial”, siendo la consecuencia de ello que las modificaciones ulteriores de tales instalaciones seguirían correspondiendo a la Comunidad Autónoma que, en su día, las calificó, sin que resultara de aplicación a las mismas lo establecido en el artículo 111.3 del Real decreto 1955/2000.*

*A la vista de lo anterior, procede analizar el contenido del artículo 17, apartados 1 y 3 del Real Decreto-Ley 6/2000 desde el punto de vista solicitado, tal y como se indica en el encabezamiento de esta nota.*

*La opción entre las dos alternativas descritas al comienzo de esta nota debe partir inicialmente de un análisis literal de los preceptos. De tal análisis se destacan por el momento dos aspectos:*

*-La técnica legislativa utilizada en el apartado 1, al dar nueva redacción a la Disposición Transitoria Octava de la Ley Eléctrica, deja fuera del ámbito de la misma a las instalaciones de más de 50 MW, sin tan siquiera mencionarlas. La elección de tal técnica legislativa puede considerarse casual, pero también admite otra lectura posible que sería la siguiente: El legislador no tiene como objetivo directo el modificar el estatus de determinadas instalaciones y para ello necesita modificar la D. Transitoria Octava, sino que su objetivo directo es limitar y reducir para el futuro el ámbito de la Disposición Transitoria, lo que evidentemente, afectará a determinadas instalaciones, pero no son éstas el objetivo buscado directamente por el legislador.*

*-La técnica utilizada en el apartado 3 es justamente la contraria: Las instalaciones de más de 50 MW están mencionadas expresamente y son los titulares de las mismas los destinatarios directos de la obligación que el precepto les impone. Del mismo modo que respecto al apartado 1, si pensamos que el legislador no ha elegido de forma casual las expresiones y la técnica legislativa utilizada, podemos concluir que este apartado tercero, sí va dirigido expresamente a configurar el régimen jurídico de las instalaciones en cuestión.*

*En esa línea, podríamos proseguir el análisis del apartado 3 señalando lo siguiente: La expresión literal “...instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50MW acogidos al Real decreto 2366/1994.....” podría tener, a su vez, significación propia: El legislador no ha dicho “instalaciones que en su día fueron calificadas...”, ni “...Instalaciones en su día acogidas..”. Ello significaría, que, aunque privadas de la protección de que disfrutaron, estas instalaciones siguen mereciendo a juicio del legislador la consideración de instalaciones de régimen especial, ya que utiliza la expresión “acogidos” otorgándole un cierto valor de actualidad y no sólo de pasado, o como referencia histórica.*

*Por otra parte, parece indudable que el propio artículo 17.3 del Real Decreto- Ley define un régimen retributivo peculiar para tales instalaciones, régimen que, aunque fuera de contenido idéntico al de las instalaciones de régimen ordinario, no permitiría asimilar unas y otras sin más.*

*Del análisis realizado hasta aquí, cabría concluir que, de la lectura de los preceptos mencionados, no se infiere que la voluntad expresa del legislador haya sido modificar directamente, por mandato legal la naturaleza de estas instalaciones, en el sentido de que, tras la entrada en vigor del Real Decreto-Ley, las mismas pasen a ser “instalaciones de régimen ordinario”.*

*Si el legislador hubiera querido recalificar “ex lege” estas instalaciones, hubiera podido hacerlo de forma directa utilizando una redacción diferente de la utilizada en ambos apartados del art. 17 del Real Decreto-Ley, estableciendo expresamente que tales instalaciones “quedan sujetas a todos los efectos al régimen ordinario de producción”, u otra expresión similar.*

*Para alcanzar la conclusión de que, a pesar de ello, el legislador habría buscado implícitamente aquél resultado de recalificación automática, habría que prescindir de la interpretación literal del Real Decreto-Ley, y utilizar otras vías interpretativas.*

*Por lo expuesto someto a su consideración las siguientes **conclusiones**:*

**PRIMERA.-** *El artículo 17.1 del Real Decreto-Ley 6/2000 deja fuera del ámbito de la Disposición Transitoria Octava de la Ley Eléctrica a las instalaciones de régimen especial de más de 50 MW.*

**SEGUNDA.-** *Lo anterior no significa que tales instalaciones pasen a ser instalaciones de régimen ordinario pues, según el tenor literal del nuevo párrafo final del art. 23 del Real Decreto 2818/1998, parece que, aún existiendo obligación de acudir al mercado, nos encontramos ante instalaciones de régimen especial.*

- G) Por último conviene indicar que el Ministerio de Economía en la página web que posee sobre “Registro de productores en el régimen especial”, cuya última actualización llevada a cabo en febrero del año 2001, en su apartado descripción señala: “El régimen especial de producción eléctrica comprende las

*centrales acogidas al actual RD 2818/1998 con potencias hasta 50MW y las acogidas a la anterior normativa del RD 2366/1994 con límite 100 MVA*

Por todo ello, de acuerdo con lo establecido en la ley 54/1997, en el art. 3 “Competencias administrativas”, en el art. 27 “Régimen Especial de Producción Eléctrica”, en la Disposición Transitoria Octava “Primas a la Producción por Cogeneración y Régimen Económico de Real Decreto 2366/1994” y en su desarrollo reglamentario Real Decreto 2818/1998, en el Real Decreto-Ley 6/2000, teniendo en consideración el informe de la Dirección de la Asesoría Jurídica “Nota sobre aspectos no tratados hasta ahora en relación con el art. 17 del Real Decreto-Ley 6/2000” de 2 de febrero de 2001 y teniendo en consideración lo señalado en la página web del Ministerio de Economía sobre “Registro de Productores en el Régimen Especial” se deduce con claridad que las instalaciones de más de 50MW acogidas al Real Decreto 2366/1994 continuando siendo del régimen especial y por tanto son competencia de las Comunidades Autónomas los actos administrativos respecto de las mismas, entre los que caben destacar entre otras autorizaciones de construcción, explotación, modificación substancial, transmisión y cierre de las instalaciones, reconocimiento de la condición de instalación en el régimen especial y adscripción a los grupos, etc.