



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 7/2003 A LA PROPUESTA DE  
REAL DECRETO QUE REGULA LOS  
SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y  
EXTRAPENISULARES**



Comisión  
Nacional  
de Energía

## **INFORME 7/2003 A LA PROPUESTA DE REAL DECRETO QUE REGULA LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENISULARES**

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 12 de junio de 2003 ha acordado emitir el siguiente:

### **INFORME**

#### **1. OBJETO.**

Informar la propuesta de Real Decreto que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas con entrada en la Comisión Nacional de Energía el 7 de mayo de 2003 .

#### **2. PROCEDIMIENTO**

Con fecha 7 de mayo de 2003 la Dirección General de Política Energética y Minas remitió a la CNE para informe preceptivo la propuesta de Real Decreto del objeto, acompañada de información adicional. En el escrito de remisión se señala que la propuesta está acordada con las Ciudades y Comunidades Autónomas afectadas, y que se considera cumplido el trámite de audiencia a los interesados con el informe del Consejo Consultivo de la CNE.

Con fecha 9 de mayo de 2003, la CNE envió a su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta para comentarios.

Con fecha 4 de junio de 2003 el citado Consejo Consultivo de Electricidad celebró una sesión para el análisis de la propuesta de Real Decreto.

### **3. PRINCIPIOS GENERALES**

Mediante la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se introdujo una nueva regulación con principios liberalizadores en este sector. A continuación se relacionan los principios más relevantes de esta Ley.

1. Garantía del suministro de electricidad, de su calidad, y al menor coste posible, sin olvidar la protección del medio ambiente.
2. Liberalización de los mercados de combustibles.
3. Libertad de instalación para la nueva producción.
4. Libertad de contratación y de elección de suministrador (elegibilidad).
5. Libertad de acceso de terceros a las redes.
6. Tarifas y peajes de carácter único en todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades.
7. Separación jurídica actividades liberalizadas y reguladas.
8. Operadores técnico y económico independientes.

En relación con los sistemas insulares y extrapeninsulares, la Ley contempla la posibilidad de establecer una regulación específica que tenga en consideración las especificidades propias de los mismos. En este sentido, además de los anteriores principios, la Ley considera los siguientes:

9. En los territorios insulares y extrapeninsulares se podrá establecer una reglamentación singular y una planificación, que deberá efectuarse previo acuerdo con las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas.

10. Actividad de producción: Posibilidad de exclusión del mercado de ofertas peninsular.

11. Retribución de la producción: Con referencia a la estructura de precios del mercado organizado más un concepto retributivo adicional, que tenga en cuenta sus costes específicos.

12. Regulación y retribución de las actividades de transporte, distribución y suministro según los criterios generales aplicados en la península.

13. Integración de los sobrecostes en la tarifa general.

Por último, la Comisión considera que en el establecimiento de la regulación específica insular y extrapeninsular es necesario tener en cuenta una serie de criterios regulatorios, para que esta regulación específica se aparte lo menos posible de los principios generales y específicos contemplados en la Ley. Estos criterios, a juicio de la Comisión, son:

1. Tratar de minimizar las especificidades técnicas (aislamiento, menor inercia, menores economías escala, etc.) y estructurales (una única empresa) de estos territorios.

2. Tratar de minimizar la fijación administrativa de precios. El regulador debería intervenir fundamentalmente en la supervisión del funcionamiento de los sistemas aislados y en la inspección de sus costes.

3. Tratar de maximizar la seguridad de suministro con un coste razonable (mediante objetivos de potencia de reserva necesaria más amplios que los peninsulares e incentivos a la garantía de potencia ligados directamente a la disponibilidad, y en su caso, mediante la promoción de interconexiones eléctricas entre las islas, y entre éstas y la península).

4. Consumidor cualificado: Hacerle llegar una señal de precio del mismo nivel que la que percibe el consumidor cualificado peninsular, pero para enviar las señales

correctas y eficientes, la señal debe estar indexada al precio horario de generación del sistema aislado.

5. Transparencia en la liquidación, tanto de la energía como de las actividades y costes regulados.

## **4. CONSIDERACIONES**

### **4.1. Sobre la oportunidad de la propuesta de Real Decreto**

Con carácter previo, la Comisión Nacional de Energía considera muy positiva la existencia de una propuesta de Real Decreto que pretenda desarrollar en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares la Ley del Sector Eléctrico. La Comisión ha puesto de manifiesto en numerosos informes previos la necesidad de establecer esta regulación singular, para el desarrollo de lo previsto en la Ley, en beneficio de los consumidores y las empresas afectadas. Se trata de una propuesta de regulación no exenta de dificultades, ya que debe ser acordada “*con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas*”, y quizás por ello llega cinco años y medio después de la entrada en vigor de la Ley. Por otra parte, una participación previa de la CNE en el proceso de elaboración de esta propuesta hubiera facilitado, en la práctica, la consideración de los cometarios y observaciones que se realizan en este informe.

Como consideración general sobre la regulación específica que finalmente se desarrolle para los sistemas insulares y extrapeninsulares, debe valorarse con prudencia las señales que se envíen a los sujetos del sector, atendiendo a la posibilidad y conveniencia de que estos sistemas se conecten al sistema peninsular u otros sistemas eléctricos con objeto de reducir en la medida de lo posible sus singularidades.

### **4.2 Sobre los aspectos principales de la propuesta de Real Decreto conformes con los principios básicos relacionados**

La propuesta que se informa, al menos en su parte expositiva, y en mayor o menor medida en su parte dispositiva, contempla los principios básicos, generales y específicos, relacionados en el apartado anterior, lo cual lleva a que la valoración inicial de la Comisión pueda ser positiva. Esta valoración es adecuada en lo que respecta a la regulación y retribución de las actividades reguladas, no solo de transporte y distribución, donde se asumen los criterios generales a nivel peninsular, sino también, por la incorporación de la figura del operador independiente del sistema, y por la adopción del sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados, lo cual incrementa la transparencia. También se debe considerar en principio positivo el tratamiento dado a la actividad de comercialización.

Específicamente, indicar que será necesario establecer los costes estándares de los sistemas aislados para aquellas instalaciones que pueden tener consideración de transporte y no lo sean en la península. Además, en el establecimiento de la retribución de la distribución se deberá atender al criterio de obtener la misma rentabilidad sobre activos que las empresas peninsulares, separando los activos que hubieran sido incluidos en la red de transporte. Asimismo, los distribuidores han de compartir las mismas responsabilidades que los peninsulares por lo que se les debe hacer responsables de las pérdidas en sus redes. Por último, en la propuesta de Real Decreto se debería contemplar expresamente la aplicación de todo el contenido del Real Decreto 2017/1997 de liquidación de las actividades y costes regulados extrapeninsulares.

#### **4.3 Sobre los aspectos principales de la propuesta de Real Decreto que podrían ser susceptibles de reconsideración.**

No obstante lo anterior, la valoración no puede ser tan positiva en lo que respecta a la regulación de la actividad de producción. Si bien la propuesta de Real Decreto efectúa un tratamiento correcto, aunque mejorable, de las instalaciones existentes, la misma es insuficiente en lo que se refiere a las instalaciones nuevas. En la propuesta no se sientan las bases para el posible desarrollo futuro de la

competencia y se limita la entrada de nueva potencia por encima de un determinado nivel. Además, en la propuesta se establecen unos objetivos ambiciosos para la calidad del servicio de la generación, lo que conlleva la programación de un exceso de potencia rodante.

Con ello, se puede estar dificultando la entrada de nuevos agentes y en perjuicio de los consumidores en general, que pueden ver en el futuro incrementada la compensación. A continuación se analizan todos estos aspectos:

No se sientan las bases para el desarrollo futuro de la competencia.

La propuesta de Real Decreto se aparta del principio declarado en su exposición de motivos de conseguir “*las menores singularidades posibles*”, ya que adopta una separación permanente con la Ley en aspectos fundamentales como el fomento de la competencia. En la propuesta no se sientan las bases para que se pueda desarrollar en el futuro una mínima competencia que sea compatible con una situación de garantía de suministro a un coste razonable.

La referencia de la Ley a la posibilidad de excluir a la producción del mercado de ofertas peninsular no es equivalente a la supresión de otros mecanismos competitivos, con ofertas menos libres y más restringidas, como pueden ser los mercados de costes variables declarados y auditados, o la supresión de los contratos bilaterales físicos entre productores y consumidores.

De acuerdo con la propuesta de Real Decreto, únicamente sería posible promover concursos de nueva capacidad auspiciados por las autoridades regionales, cuando no se alcance el nivel mínimo de potencia de reserva. La Comisión entiende que dichos concursos constituyen elementos positivos, pero resultan insuficientes, ya que tienen una motivación más cercana a la garantía de suministro de último recurso, que la de promoción futura de la competencia.

Por otra parte, se mantiene la intervención previa de la administración en la definición de costes reconocidos, al haberse elegido un sistema de retribución de las unidades de generación basado en costes estándares. El problema de la

intervención en la definición de estándares viene de las limitaciones de información de la administración en comparación con los agentes que actúan en un mercado, con el consiguiente riesgo de incurrir en errores, en perjuicio de los consumidores o, en su caso, de la empresa operadora. Además, estas carencias se acentúan en los sistemas aislados, dónde se deben contemplar especificidades y singularidades que no se consideran en la regulación general, con la dificultad añadida de no poder contrastar la información singular aportada por la única empresa generadora existente con la que puedan aportar otros agentes.

La regulación que se propone en el Real Decreto no facilita la entrada de nuevos agentes, como a continuación se analiza, y consolida una retribución basada en estándares sin incorporar mecanismos de revisión que trasladen las mejoras de eficiencia al consumidor, con el consiguiente riesgo de incremento injustificado de la compensación futura.

La adopción de mecanismos que permitan el desarrollo futuro de la competencia junto al fomento de las interconexiones, permitirían reducir las especificidades de estos sistemas, mejorar la garantía y seguridad de suministro y reducir la compensación.

#### Se limita la entrada de nueva potencia por encima de un determinado nivel

La propuesta de Real Decreto establece que la planificación de la actividad de producción determinará una estimación de la potencia necesaria, que será la única con derecho a percibir una retribución en concepto de garantía de potencia. Se observa pues una discriminación en la retribución de la generación que quede por debajo y por encima de este nivel, que podría no ser compatible con los principios de la Ley del Sector Eléctrico. El artículo 16.1b) de la Ley 54/97 establece que “Se retribuirá la garantía de potencia que cada unidad de producción preste efectivamente al sistema (...)”. Se considera que no existe una singularidad suficiente que justifique un distinto tratamiento de la actividad de generación según se desarrolle en la península o en los SEIE, con respecto al cobro de la garantía de potencia.

Además, esta regulación puede desincentivar la implantación de nuevas instalaciones eficientes, que incrementarían la reserva de potencia, mientras que ciertas instalaciones existentes, obsoletas y de inferior disponibilidad real, seguirían cobrando este coste regulado (incluso, después de la finalización de su vida económica).

Si la razón por la que se introduce este mecanismo es la de no perjudicar a los consumidores con una retribución de la potencia superior al nivel de saturación del sistema, se podrían haber elegido otros mecanismos de remuneración de la garantía de potencia que se han mostrado eficaces y al mismo tiempo eficientes, como puede ser el mecanismo que en la actualidad está vigente en el sistema peninsular.

Se ha de concluir que la discriminación en la retribución de la garantía de potencia, hace que la planificación de la generación denominada indicativa, se convierta, en la práctica, en vinculante.

#### Objetivos ambiciosos para la calidad del servicio de la generación

La calidad del servicio en los territorios aislados y extrapeninsulares, a parte de las redes de transporte y de distribución, depende fuertemente de la generación. Estos sistemas ante eventualidades de la generación no pueden ser apoyados actualmente por otros sistemas ni por medios hidráulicos de arranque y de aporte rápido de potencia. Una medida para paliar parcialmente esta singularidad es la programación de unos servicios de reserva de potencia “rodante” suficientes para reaccionar ante cualquier déficit de potencia. Sin embargo, la programación ha de ser limitada ya que los costes son elevados, por lo que ésta debe estar sometida a criterios de racionalidad económica.

El objetivo de calidad de la generación que se formula en el artículo 2 de la propuesta de Real Decreto es positivo pero ambicioso, ya que a parte de incrementar fuertemente la compensación, posiblemente pueda ser inalcanzable en determinados sistemas aislados. Prácticamente el objetivo único definido como una

probabilidad de pérdida de carga máxima de un día en 10 años, supone un “*TIEPI equivalente*” derivado de la generación, de 2,4 horas/año. Asimismo, la referencia a la programación de suficiente reserva rodante del artículo 4.4 de forma que la calidad de suministro de la generación resulte equivalente a la de la península resulta difícilmente alcanzable, ya que salvo por fuerza mayor, debido a la red mallada y al apoyo de otros sistemas europeos, el TIEPI equivalente de la generación peninsular es cero.

De la misma forma que se exige una calidad del servicio en la península atendiendo al tipo de zonas de distribución, siguiendo criterios de racionalidad económica, podría ser más adecuado definir distintos objetivos de calidad derivada de la generación, en función de las características de los sistemas aislados y extrapeninsulares. Además, estos objetivos deberían alcanzarse no solo con el tipo y definición de potencia de reserva (que se debería instalar, y en su caso, programar por el operador del sistema), sino con la promoción de las infraestructuras de interconexión a las que alude débilmente el artículo 2 de la propuesta Real Decreto.

La seguridad de suministro y su calidad depende no sólo de la potencia de reserva rodante que se pueda programar por el operador del sistema, sino también de las interconexiones entre islas y, en su caso con la península u otros sistemas. Las interconexiones planificadas con racionalidad económica, aparte de aumentar el tamaño de los sistemas eléctricos aislados, contribuyen a mejorar la garantía del suministro, a incrementar su calidad, y a que éste se efectúe al menor coste posible.

#### **4.4 Posibles mejoras a introducir en la propuesta de Real Decreto para sentar las bases de una competencia futura.**

El despacho de costes variables declarados

En los sistemas eléctricos que se han liberalizado introduciendo algún tipo de sistema de mercado organizado, con transacciones estandarizadas, la producción de energía ofertada por los generadores en el mercado spot es remunerada al precio de equilibrio del mercado de generación y demanda. Este precio es determinado:

- a) En base al coste marginal del sistema eléctrico que en cada momento corresponda, calculado mediante modelos de optimización a partir de:
  - ❖ los precios ofertados (como la regulación anterior al NETA de Inglaterra y Gales)
  - ❖ los costes de operación declarados y auditados (Chile, Argentina y los países centroamericanos).
- b) En base al equilibrio entre la oferta y la demanda determinado mediante ofertas simples y libres (Australia, California y los países europeos).

Específicamente, existen a nivel mundial mercados spot basados en costes variables declarados y auditados que se desarrollan en determinados sistemas aislados (ó cuasi aislados). Éstos se completan con contratos bilaterales entre productores y comercializadores o consumidores donde se transacciona la mayor parte de la energía. Estos sistemas corresponden a la Patagonia (Argentina), Bolivia, o a los países de centro América (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá), que cuentan con demandas máximas semejantes a las de las islas mayores (sistema Mallorca-Menorca, Tenerife y Gran Canaria).

La propuesta de Real Decreto no contempla la existencia de tecnologías eficientes de pequeño tamaño (como grupos diesel o ciclos combinados con cogeneración) que pueden hacer posible la competencia en el futuro. Estas tecnologías y otras que pudieran desarrollarse podrían incorporarse en los sistemas aislados de la mano de terceros agentes, ya que sus requerimientos de ubicación son relativamente reducidos, siempre que la regulación estableciera mecanismos concurrenciales y transparentes para la formación de precios (los nuevos

generadores podrían desplazar en un primer momento a determinadas instalaciones existentes obsoletas). Además, la propuesta no considera que en la planificación de las infraestructuras de transporte se contempla como opción un estudio para una interconexión de 300 MW entre las islas Baleares (Mallorca e Ibiza) y de éstas con la península mediante otras dos interconexiones de 300 MW cada una. Cuando dicho cable entre en operación el sistema balear podrá incorporarse al sistema peninsular. Esta incorporación sería mas sencilla si previamente la regulación específica ha sentado las bases para una competencia futura.

La propuesta de Real Decreto introduce un despacho económico de costes variables declarados, aunque retribuye a los generadores mediante estándares. Partiendo de dicho despacho, se propone modificar la retribución de los generadores, para que se realice en base a los costes variables declarados e inspeccionados, separando el mecanismo de retribución de las instalaciones existentes, de las del resto:

□ **Retribución de instalaciones existentes no amortizadas:** retribución del coste variable declarado por la instalación más su coste fijo. A estas instalaciones se les debe asegurar la retribución adecuada de su coste fijo contable, con el fin de alcanzar una rentabilidad razonable con referencia al coste del dinero en los mercados de capitales.

□ **Retribución de instalaciones existentes amortizadas, nuevas instalaciones e instalaciones de producción en régimen especial que con carácter voluntario deseen participar en el despacho, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 841/2002:** el precio marginal horario (coste variable declarado por el grupo marginal) más la retribución de la garantía de potencia (siguiendo el mecanismo y los criterios vigentes en la península) y los SS.CC que en su caso proporcionen (retribuidos en este caso según costes regulados). En su caso, las instalaciones de producción en régimen especial que participen voluntariamente en el despacho de costes variables, con una regulación idéntica a la del Real Decreto

841/2002, podrían devengar de los distribuidores unas primas singulares que contemplen sus posibles especificidades y los preciso horarios de cada sistema aislado.

Este sistema de retribución garantiza en teoría la recuperación de los costes totales de estos generadores, da la señal correcta a los nuevos entrantes, es decir, cuando hay déficit de oferta en el sistema los precios marginales serán elevados y atraerán a nuevas inversiones, y proporciona un incentivo a la eficiencia económica (que reduce a su vez las compensaciones).

#### La contratación bilateral física

Aparte del despacho de costes declarados, al igual que ocurre en otras experiencias internacionales, se debería permitir que las instalaciones de producción puedan formalizar contratos bilaterales a medio y largo plazo con consumidores o con comercializadores, con el fin de posibilitar la entrada no sólo de nuevos productores, sino también, de nuevos comercializadores. Además, esta contratación bilateral contribuiría al desarrollo de la comercialización de energía verde entre productores de energías renovables y comercializadores (o consumidores cualificados).

Aunque hay numerosos aspectos a regular, fundamentalmente de inspección, control y seguimiento, para el desarrollo efectivo de esta modalidad de contratación, en particular por la existencia de una única empresa productora, por ejemplo, la forma en que los productores pueden poner a disposición de terceros parte de su capacidad de producción con mecanismos de subasta, se debería contemplar en cualquier caso el otorgamiento de la compensación media del sistema aislado a los productores que los formulen. Sin la compensación la contratación bilateral física no se desarrollaría, pues el consumidor cualificado sólo tendría incentivos para contratar con comercializadores, pues con ellos alcanza precios del mismo nivel que los peninsulares. La compensación media se podría determinar como diferencia entre precios horarios del sistema aislado y la península.

Aparte de los efectos beneficiosos que la contratación bilateral tendría por la entrada de nuevos agentes, con ella se cumple el principio de no discriminación de los consumidores cualificados en razón de su ubicación territorial.

#### Los concursos de nueva capacidad

Como ya se ha señalado, la propuesta de Real Decreto permite promover concursos de nueva capacidad cuando no se alcance el nivel mínimo de potencia de reserva.

La Comisión entiende que debería establecerse más precisión respecto a los criterios que deben guiar los concursos, con el fin de homogeneizar sus aspectos básicos, como tecnología y retribución máxima, duración máxima del contrato de suministro, así como otros derechos y obligaciones. Asimismo, las bases de los concursos deberían contener limitaciones de participación de la empresa productora actual, a modo de moratoria análoga a la que se estableció en el Real Decreto Ley 6/2000, con elementos de discriminación positiva hacia los nuevos entrantes, para facilitar su entrada y poder incrementar la transparencia y el contraste de la información relativa a los costes específicos, que no se debe olvidar es el origen de la compensación. Otras posibles medidas con este mismo fin serían obligar al propietario de un emplazamiento a poner éste en condiciones económicas razonables a disposición de la empresa ganadora del concurso, o traspasar la propiedad de determinados emplazamientos al operador del sistema y vincular cada emplazamiento con el correspondiente concurso público (sistema actual en Portugal).

#### Adquisición de energía en el despacho de costes variables.

Dentro de los principios generales de la Ley se encuentra la no discriminación de las tarifas y precios a los consumidores, por razones de su ubicación geográfica. El precio de la adquisición de energía en el despacho de costes variables declarados por parte de los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados debería ser por tanto análogo al de sus homólogos peninsulares en términos

anuales. Debe hacerse coincidir ambas señales en términos anuales, por no ser eficiente esta coincidencia en términos estacionales o en el extremo, en términos horarios. Se deben respetar las diferentes estacionalidades y precios horarios con el fin de que los consumidores de los sistemas aislados perciban el estado real de los medios de producción del sistema donde se ubican, y puedan adaptar con mayor eficiencia sus consumos.

Bajo esta premisa, se considera que se debería modificar la propuesta de Real Decreto para que:

- a) Los distribuidores puedan adquirir la energía al precio medio de los distribuidores peninsulares, modulada por el precio horario del sistema aislado. De esta forma se evitaría que estos agentes soporten unos costes financieros superiores a los de sus homólogos peninsulares, como consecuencia de tener que comprar la energía a unos precios muy superiores a los de sus homólogos peninsulares. Este efecto es particularmente gravoso en el caso de los distribuidores acogidos a la DT 11<sup>a</sup> de la Ley del Sector Eléctrico ubicados en Ceuta, Melilla y Baleares, cuando pasen al sistema general. Además, con este mecanismo percibiría el coste regulado o compensación directamente el agente que la devenga (el productor), con lo que se incrementa la transparencia del sistema. Es decir:

$$Phd = Pmd * PMh/PM_{mo}$$

Con:

Phd = Precio horario para distribuidores en el sistema aislado.

Pmd= Media móvil anual del precio final en el mercado peninsular aplicado a los distribuidores.

PMh = Precio marginal horario del sistema aislado.

PM<sub>mo</sub>= Precio marginal horario del sistema aislado (media anual).

Otro aspecto positivo de este mecanismo es su compatibilidad con el sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados vigente. En este sistema, el distribuidor extrapeninsular declararía los ingresos netos y el

sistema de liquidaciones le reconocería sus costes regulados (coste de adquisición de energía en el despacho de costes variables –incluido el incentivo de reducción de pérdidas-, adquisición de energía a los productores en régimen especial y retribución de la actividad de distribución). A su vez, el operador del sistema comunicaría a la CNE las compensaciones devengadas por los productores, como diferencia entre su retribución y el precio medio de la energía pagada por distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

- b) Los comercializadores extrapeninsulares, de acuerdo con la propuesta, pueden adquirir la energía al precio de los comercializadores y consumidores cualificados peninsulares. De acuerdo con la redacción actual parece que esta coincidencia ha de ser horaria, aunque en su caso, se podría realizar una modulación en función de la estructura estacional de la demanda. De acuerdo con lo indicado anteriormente, no parece eficiente transmitir directamente la misma señal horaria peninsular a los sistemas aislados, sino que es necesario introducir una modulación local de la señal de precio, que debe coincidir con el peninsular únicamente en términos anuales. Es preferible para ello utilizar una modulación según el precio horario del sistema aislado, en lugar de hacerlo en función de la estructura estacional demanda, ya que se considera que el precio es una mejor señal para reflejar el estado real de los medios de producción. Es decir:

$$P_{hc} = P_{mc} * PM_h/PM_{mo}$$

Con:

$P_{hc}$  = Precio horario para consumidores cualificados y comercializadores en el sistema aislado.

$P_{mc}$  = Media móvil anual del precio final del mercado peninsular aplicado a consumidores cualificados y comercializadores.

$PM_h$  = Precio marginal horario del sistema aislado.

$PM_{mo}$  = Precio marginal horario del sistema aislado (media anual).

- c) Los consumidores cualificados deben poder adquirirla energía de la misma forma a lo indicado para el caso de comercializadores de forma que el consumidor cualificado que ejerza su condición, no se vea obligado a pagar los correspondientes costes de intermediación que acuerde con el comercializador, lo que no tiene porqué suceder en el sistema extrapeninsular en el que el consumidor puede optar por comprar la energía directamente o a través de un comercializador.

### Ventajas

Las ventajas de las mejoras propuestas en este epígrafe son las siguientes:

- Reducción progresiva de la intervención administrativa en la fijación de estándares, en la medida en que se incorporan nuevas unidades de producción y se obvia fijar estos estándares para los costes variables. El regulador interviene en la supervisión del funcionamiento de los sistemas aislados y en la inspección de sus costes.
- Incorporación de mecanismos concurrenciales adicionales a los concursos de capacidad para la incorporación de nueva potencia (evaluada en unos 900 MW en los próximos 5 años).
- Estructura de retribución de las nuevas instalaciones que participan en el despacho en consonancia con el artículo 16.1 de la LSE.
- Aplicación en lo posible de los criterios generales en relación al sistema de recaudación y de retribución de la garantía de potencia.
- Aumentan las posibilidades para el desarrollo de la producción en régimen especial, con incentivos análogos a los de la península por su participación en el mercado y por la posible comercialización de energía verde.

- Se incrementa la transparencia en la liquidación del coste regulado devengado por los productores y denominado “concepto retributivo adicional”.
- No se modifica el esquema retributivo final de la propuesta de Real Decreto en relación a las instalaciones existentes no amortizadas.
- No se discrimina a las empresas distribuidoras de los sistemas aislados respecto a sus homólogas peninsulares respecto al nivel de precio de adquisición de la energía.
- Se cumple el principio de no discriminación de los consumidores cualificados en razón de su ubicación territorial, reflejando en la señal de precio el estado real de la operación de cada sistema aislado.

#### **4.5. Posibles mejoras en la propuesta de Real Decreto para la retribución de los generadores existentes si se mantuviese el esquema basado en costes estándares**

En el caso de que se decidiera finalmente mantener el esquema de retribución de la generación existente basado en costes estándares, en lugar de retribuir su coste variable auditado y sus costes fijos reales para alcanzar una rentabilidad razonable, se precisaría establecer un sistema de cuentas regulatorias que especifique los costes reales en base a unos criterios de imputación contable previamente establecidos. Se propone además la introducción, junto a estos estándares, de mecanismos que incentiven las mejoras de eficiencia y las trasladen al consumidor. Este tipo de mecanismos no constituyen una novedad ya de una u otra forma ya se contemplaban en la regulación anterior.

En este sentido se podrían adoptar los siguientes mecanismos:

- Establecimiento *ex ante* de objetivos de eficiencia global para la explotación unificada de cada sistema (equivalentes a los programas anuales de funcionamiento de la regulación anterior), revisables sólo si concurren situaciones excepcionales o modificaciones significativas de variables exógenas. Este mecanismo constituye una referencia para el Operador del Sistema y para la empresa productora, que influiría positiva o negativamente en sus remuneraciones respectivas. Además, con ello se puede determinar la previsión del coste de la compensación anual a efectos de su inclusión en la determinación de la tarifa media eléctrica, lo que incrementa la coherencia de la metodología. Por último, este mecanismo permite al regulador establecer progresivamente mejoras de eficiencia y puede utilizarlo como referencia en la supervisión de la explotación unificada.
- Establecimiento de revisiones periódicas de los estándares, cada cuatro o cinco años, para hacer llegar al consumidor las ganancias de eficiencia. Las revisiones de los costes estándares de las distintas tecnologías, tanto de los costes de inversión o de los consumos específicos, podría efectuarse en base a la comparación con los costes reales obtenidos de una contabilidad analítica de costes y de consumos específicos reales obtenidos de ensayos periódicos de rendimiento.

Como complemento a lo anterior, se debe diseñar el sistema de incorporación de toda la nueva producción mediante concurso, incluyendo la posibilidad de limitar el incremento de la participación de la empresa existente conforme al espíritu de lo dispuesto en el Real Decreto Ley 6/2000, y se deben introducir los contratos bilaterales físicos con productores, incluyendo el posible desarrollo de mecanismos competitivos para permitir poner a disposición de terceros parte de la producción de la empresa actualmente existente, con el fin de facilitar la entrada de nuevos comercializadores.

#### **4.6. Otras posibles mejoras a incorporar en la propuesta de Real Decreto, independientemente del esquema de retribución de la generación**

##### Las normas de funcionamiento del despacho de costes variables.

En el artículo 4 se deberían establecer una mayor definición y un mayor número de criterios que puedan regir el funcionamiento del despacho de costes variables. Dicho despacho debería estar regulado mediante una Orden Ministerial a propuesta del operador del sistema y previo informe de la CNE. En particular en el artículo 4 se considera necesario incluir los siguientes:

- Se debería establecer la antelación y la frecuencia con la que los productores deben comunicar al operador del sistema sus previsiones de producción y sus costes variables por tramos de potencia. En el caso de contratos bilaterales, los productores únicamente comunicarán sus previsiones de producción. No obstante, en el caso de unidades promovidas mediante concurso, se tomará como término variable el especificado en la oferta presentada al concurso.
- Se deberían incluir a los consumidores cualificados como adquirentes de energía.
- El operador del sistema determinaría los servicios complementarios necesarios. En particular, fijaría la potencia de reserva rodante con criterios de racionalidad económica. Se establecerían incentivos globales al operador del sistema para la reducción progresiva de estos costes.
- Se debería determinar que se establecerá horariamente por el operador del sistema un precio marginal en cada sistema aislado, que correspondería con el coste variable de la última unidad de producción necesaria para atender la demanda, considerando las pérdidas incurridas en la red y los costes derivados de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento. En el caso de mantenerse los costes estándares, se establecería un coste medio horario del sistema aislado.

- Los servicios complementarios se deberían retribuir mediante costes estándares.
- Los costes de los desvíos entre la energía programada y la real, se imputarían solidariamente tanto a oferentes como a demandantes, en función de su desvío neto horario. Habría que definir también el coste del desvío.
- Se debería establecer un procedimiento específico de inspección de los costes variables declarados por parte de la CNE.

#### La supervisión de los costes variables

Los costes variables deberían ser libremente declarados y sometidos al proceso general de supervisión e inspección. La propuesta de Real Decreto introduce un despacho económico de costes variables declarados, que de acuerdo con el artículo 5 son verificados por el Operador del Sistema.

La Ley no asigna esta función de verificación al Operador del Sistema. Las funciones de la CNE definidas en la DA 11<sup>a</sup> de la Ley de Hidrocarburos facilita que no se duplique esta función, por lo que se debería eliminar dicha referencia en relación al operador del sistema.

#### La regulación de la calidad del servicio

En la propuesta de Real Decreto se establece en el artículo 19 que la calidad del servicio se regulará con los criterios generales. No obstante, también se señala que la calidad del servicio en los territorios aislados depende fuertemente de la generación, por lo que se podrán establecer particularidades. La aplicación de la normativa peninsular de calidad debería ser total en estos territorios en cuanto a la parte de la que es responsable la distribución y/o el transporte. La calidad del servicio dependiente de la generación debería continuar siendo singular en cuanto al umbral exigible, sin perjuicio de que se introduzcan requerimientos de potencia de reserva “rodante” progresivos y compatibles con la racionalidad económica, así

como objetivos de expansión de las interconexiones y/o conexiones en la planificación.

En el artículo 19 de la propuesta de Real Decreto se debe señalar que:

- Es fundamental separar del distribuidor la responsabilidad en la calidad del servicio derivada de la generación, ya que en la normativa vigente general (OM de 22 de marzo de 2002) no queda totalmente clara esta separación.
- Para delimitar esta responsabilidad, se precisa que el operador del sistema se encuentre totalmente operativo. En este sentido, podría ser necesario establecer un periodo transitorio para la aplicación de la OM de 22/3/02, hasta que el operador del sistema pueda ejercer completamente sus funciones.

Por otra parte, no parece adecuado redefinir las áreas de calidad contempladas en el Real Decreto 1955/2000, ya que se produciría una asimetría regulatoria con el resto del sistema eléctrico (en la península existen igualmente núcleos turísticos de la misma importancia) y podría provocar importantes incrementos en la compensación.

#### Revisión de las primas de generación extrapeninsular con cargo a la tarifa eléctrica

El Real Decreto 1432/2002, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, define el cálculo anual de la tarifa media y senda máxima de crecimiento de la misma, para el periodo entre 2003 y 2010.

El artículo 4 del Real Decreto 1432/2002 especifica que para la determinación de dicha tarifa media se consideran todos los costes nacionales. Entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica se incluyen los costes de generación, transporte, distribución y gestión comercial extrapeninsulares e insulares, además de los correspondientes costes peninsulares, entre los que se incluye las compensaciones

del sobrecoste extrapeninsular e insular total previsto, como coste permanente del sistema.

Así mismo, se descuenta como coste doblemente contabilizado en el cálculo de la tarifa media, dichas compensaciones del sobrecoste extrapeninsular e insular.

Por otra parte, el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002 determina la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de dos años anteriores en los casos siguientes:

- “1. Si la demanda en consumidor final resulta superior o inferior un 1 por 100 a la prevista. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.
2. Si el tipo de interés resulta superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. En este caso se revisarán los costes considerados de transporte, y en su caso de distribución y gestión comercial en la previsión de tarifas
3. Si el sobrecoste de las primas en régimen especial resultara superior o inferior en un 5 por 100 respecto a lo previsto. En este caso se revisarán las partidas de costes de ingresos que han sido afectadas por la variación
4. Si el precio del gas resultara superior o inferior en un 5 por 100 al previsto. En este caso se revisará el coste de generación de las instalaciones a las que hace mención el párrafo b) del artículo 6.”

Por tanto, una vez establecida la variación de la tarifa media anual prevista, y de acuerdo con el apartado anterior, se aplicarán los criterios de revisión anteriores, pudiendo derivarse una variación adicional al alza de hasta 0,6 por 100, o la que corresponda a la baja.

Así mismo, respecto a la revisión de la tarifa media o de referencia, el artículo 8, punto 4, del Real Decreto 1432/2002, indica que el Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa media o de referencia, las variaciones de las

cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

La propuesta de Real Decreto que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en su artículo 7, punto 1, señala, por una parte, que a efectos de fijación de la tarifa, el Ministerio de Economía establecerá la previsión de las primas de generación del régimen ordinario (denominadas PrF (i,h) en el texto de la propuesta) por tecnología, para lo cual tendrá en cuenta el coste previsto para cada uno de los combustibles utilizados en el SEIE y el coste de la energía resultante de aplicar el Precio Medio Peninsular, pudiendo resultar un valor negativo. Por otra parte, añade que esta previsión de la prima se revisará semestralmente en base a la variación del precio de los combustibles en los mercados internacionales.

En consecuencia, en el contexto de la nueva regulación tarifaria que establece el RD 1432/2002, se considera que la propuesta de RD debería especificar que la totalidad de los desvíos (positivos o negativos) por la revisión de las previsiones de las primas de generación extrapeninsular se incluirán en el cálculo anual de la compensación del sobrecoste extrapeninsular de la tarifa media del año siguiente, siempre teniendo en cuenta la senda máxima de crecimiento fijada en dicho RD.

Asimismo, se propone añadir la siguiente redacción en la definición que se hace del Precio Medio Peninsular, en el artículo 7 de la propuesta:

*...expresado en Euros/KWh, según lo señalado en el artículo 6 del Real decreto 1432/2002, referente al precio medio previsto en el mercado de producción correspondiente a las instalaciones de régimen especial.”*

#### Retribución del operador del sistema

Se debería introducir en la propuesta de Real Decreto una mención sobre la retribución del operador del sistema por el ejercicio de sus funciones. Estas funciones las realiza hoy la empresa existente y es retribuida por ello, ya que la regulación vigente le exime de la entrega de la cuota del operador del sistema al

sistema de liquidaciones, cuota que por otra parte es cobrada a los consumidores de las islas en la facturación por los suministros a tarifa.

### Funciones de la CNE

Con objeto de que la CNE desarrolle las funciones establecidas en la DA 11ª de la Ley del Sector de Hidrocarburos, se hecha en falta mayores referencias a este organismo en la propuesta de Real Decreto, además de las meramente liquidatorias.

### Valor inicial de la retribución de la garantía de potencia

La propuesta de Real Decreto no clarifica el objeto de fijar el valor inicial de la retribución de la garantía de potencia para las instalaciones de generación en el 2001. Tampoco aclara la significación de ese año 2001 y lo que se pretende establecer para los años siguientes. En cualquier caso, la CNE entiende que el reconocimiento del déficit extrapeninsular correspondiente a los años 2001 y 2002 en el Real Decreto por el que se establece la metodología de tarifas implica que el primer año de vigencia del Real Decreto extrapeninsular, a efecto de retribuciones, debería ser el 2003. Por último, la rentabilidad de las instalaciones de generación existentes debería establecerse de manera similar a la de cualquier otra actividad regulada eléctrica, y no estar regulada en base a los Bonos del Estado a 10 años mas 3 puntos.

### Plazos para la entrada en vigor del Real Decreto Disposición transitoria segunda

Finalmente, se quiere destacar la importancia de que se respeten los plazos establecidos en la propuesta de Real Decreto respecto al ejercicio de las funciones del operador del sistema (para el establecimiento del despacho y la determinación de los precios horarios y las distintas modalidades de contratación), para que sea posible realmente el ejercicio de la elegibilidad de los consumidores.

## **5. CONSIDERACIONES SOBRE EL PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIONES**

### **5.1 Sobre la intervención de la CNE en el sistema y procedimiento de liquidaciones**

En el artículo 18 de la propuesta de Real Decreto, señala en su punto 4 que la liquidación definitiva de los productores del régimen ordinario y especial, será finalmente aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo con la función Primera del apartado 2.Tercero de la Disposición Adicional Undécima, de la Ley 34/1998, corresponde a la CNE la liquidación de los costes permanentes del sistema, entre los que se incluye la compensación extrapeninsular.

Independientemente de esta consideración de carácter jurídico, si se pretende integrar a los sistemas insulares y extrapeninsulares en el sistema general de las liquidaciones de las actividades reguladas, como así se establece en el artículo 18 de la propuesta, se introduciría una importante distorsión en la práctica, sin perjuicio de las posibles connotaciones jurídicas. Esto se debe a que en la actualidad, la CNE gestiona el procedimiento operativo de las liquidaciones, inspecciona la información base declarada y finalmente aprueba las liquidaciones provisionales, anuales y definitivas. De incluir en el proceso el mecanismo que se propone, la intervención de la DGPEM del Ministerio como centro directivo que aprueba parte de la liquidación total, haría inviable en la práctica, el mantenimiento del sistema actual de gestión del proceso de liquidaciones.

### **5.2. Sobre el rango de la disposición para la aprobación del procedimiento de liquidaciones**

El artículo 18.5 del Proyecto de Real Decreto establece que “La Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta del Operador del Sistema, previo

informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará el procedimiento de liquidación de la energía para estos sistemas”.

La aprobación de un procedimiento de liquidación parece tener la suficiente entidad como para que pueda considerarse como una disposición de carácter general, pues supone una innovación del Ordenamiento jurídico y no una mera aplicación del mismo. De ser así resulta preciso que se apruebe por un órgano que tenga atribuida potestad reglamentaria.

Todo ello se entiende sin perjuicio de que los aspectos puramente técnicos del procedimiento puedan ser desarrollados por una resolución administrativa, siempre que no supongan una innovación del Ordenamiento jurídico.