



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 14/2006 DE LA CNE SOBRE
LAS PROPUESTAS DE REGLAS DE
FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO
DIARIO E INTRADIARIO Y DE LOS
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN
DEL SISTEMA PARA SU
ADAPTACIÓN AL RD 1454/2005.**

18 de mayo de 2006

INFORME 14/2006 DE LA CNE SOBRE LAS PROPUESTAS DE REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO Y DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA PARA SU ADAPTACIÓN AL RD 1454/2005.

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, función segunda de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y con el artículo 5.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 18 de mayo de 2006 ha acordado emitir el siguiente informe:

I. OBJETO Y PROCEDIMIENTO

Con fecha 28 de febrero de 2006, tiene entrada en esta Comisión escrito del Director General de Política Energética y Minas por el que se adjunta para informe propuesta de procedimientos de Operación de Sistema números 14.1, 14.2, 14.3, 14.4, 14.5, 14.6 y 14.7, para regular los sistemas de admisión al mercado, liquidación y garantías relativos a los procesos gestionados por el Operador de Sistema, conforme a lo dispuesto por el Real Decreto 1454/2005.

Con fecha 4 de abril de 2006, tiene entrada en esta Comisión escrito del Director General de Política Energética y Minas por el que se adjunta para informe propuesta de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica conforme a lo requerido por Real Decreto 1454/2005 y ITC/4112/2005.

Con fecha 10 de abril de 2006, tiene entrada en esta Comisión escrito del Director General de Política Energética y Minas por el que se adjunta para informe propuesta de procedimientos de Operación de Sistema números 2.2, 3.3, 3.6, 7.2 y 7.3 para su adaptación al Real Decreto 1454/2005.

Con fecha 11 de abril de 2006, tiene entrada en esta Comisión escrito del Director General de Política Energética y Minas por el que se adjunta para informe propuesta de

procedimientos de Operación de Sistema números 3.1, 3.2 y 9 para su adaptación a la nueva normativa (Real Decreto 1454/2005, ITC/4112/2005 y Real decreto Ley 3/2006).

El objeto del presente documento es informar sobre el conjunto de Reglas y Procedimientos antes descritos. Se ha optado por integrar en un sólo informe los solicitados a la CNE respecto de las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía y los diversos Procedimientos de Operación del Sistema, dado que todos ellos persiguen el fin común de implantar el nuevo reparto de funciones entre el Operador de Mercado y el Operador de Sistema, definidos por el Real Decreto Ley 5/2005 y el Real Decreto 1454/2005, existiendo numerosos puntos de relación entre las materias reguladas en los mismos que recomiendan su análisis conjunto. Asimismo, Reglas y Procedimientos trasladan lo dispuesto en la ITC/4112/2005, sobre intercambios internacionales, y lo dispuesto en el Real Decreto Ley 3/2006 en relación con la asimilación a contratos bilaterales entre productores y distribuidores.

2. ASPECTOS COMUNES A REGLAS Y PROCEDIMIENTOS

2.1. ALCANCE DE LOS CAMBIOS NORMATIVOS

Tal como se planea en las propuestas de Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía y en los Procedimientos de Operación del Sistema, el objetivo básico de los mismos es recoger la nueva redacción dada al Real Decreto 2019/1997 por el Real Decreto 1454/2005. No obstante, en las propuestas recibidas se abordan aspectos de modificación de los procesos existentes, que han de entenderse como propuestas de mejora de los procedimientos actuales, y no serían necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1454/2005.

En opinión de esta Comisión hay numerosos aspectos o principios de diseño del Mercado de Producción de Energía Eléctrica, que no han sido establecidos por el Real Decreto 2019/1997 en su redacción actual, que deberían establecerse a un nivel superior a las Reglas de Funcionamiento del Mercado y los Procedimientos de Operación para garantizar que la aplicación de los mismos por los Operadores de Mercado y de Sistema,

en la realización de sus propuestas de Reglas y Procedimientos, resulte totalmente coherente.

Cabe señalar como quizá el aspecto más importante a desarrollar, la función de los contratos bilaterales, entre todo tipo de agentes, pendiente de precisar tras la aprobación del Real Decreto Ley 3/2006, con sus implicaciones sobre la existencia de una referencia de precio universal para el cálculo de tarifas, CTC's, primas de carbón, primas del Régimen Especial o precios en los sistemas extrapeninsulares, por ejemplo.

Muy relacionado con la solución que se da al punto anterior, está el modelo de mercado organizado que se pretende tener, más basado en un despacho físico, como hasta la fecha, o más con una visión de mercado libre de corto plazo con una cierta función de ajuste de contrataciones de producción y demanda, como existe en otros sistemas. Consecuencia de esta decisión debería ser la determinación de la unidad de negociación (unidad física o cartera-portfolio), la existencia de condiciones complejas (particularmente las de carácter técnico), las validaciones y limitaciones de capacidades de contratación de los distintos agentes, etc.

También relacionado con lo anterior, aunque no de forma tan directa, está el mecanismo de retribución por capacidad (garantía de potencia) que se desee tener, y si éste lleva asociado obligaciones de oferta en algún mercado concreto, si éstas han de ser validadas y por quién etc. A este respecto el Consejo de Reguladores de MIBEL tienen el encargo de realizar una propuesta antes del 1 de noviembre de este año.

Por otra parte, en opinión de esta Comisión, en cuanto a la forma de trasladar las decisiones señaladas a la normativa del mercado de electricidad, resulta adecuado que estos aspectos sean definidos a nivel de Orden Ministerial, permitiendo una adecuada flexibilidad para su adaptación a la realidad del mercado de electricidad y, al mismo tiempo, una claridad de diseño u organización general de mercado, que permita ordenar y coordinar mejor las propuestas de Reglas y Procedimientos realizadas por los Operadores del Mercado y del Sistema.

Otro aspecto no abordado por las propuestas actuales de Reglas y Procedimientos, que debe plantear a futuro, es la revisión de la coordinación del mercado español (e Ibérico) con otros mercados europeos en cuanto a horarios, unidades de contratación e incluso tipo de productos negociados, si bien no se considera una cuestión estrictamente urgente.

En conclusión se recomienda que en tanto no sean definidos estos aspectos, los cambios de Reglas y Procedimientos se limiten esencialmente a trasladar el cambio de funciones previsto, aplicando a los mismos eso sí las mejoras y adaptaciones técnicas necesarias (algunas de ellas ya planteadas previamente por esta Comisión), sin que ello suponga una aceptación plena por la CNE de su contenido actual que debe ser objeto de una reflexión más amplia.

2.2. COORDINACIÓN Y SIMPLIFICACIÓN DE LOS PROCESOS

Si bien las actuales propuestas de Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía y Procedimientos de Operación suponen una mejora la situación anterior en cuanto a la coordinación y simplificación de procesos en el mercado, la lectura conjunta de ambas propuestas aún pone de manifiesto la existencia de duplicaciones de canales de información y procesos, así como ambigüedades o incompatibilidades entre lo dispuesto en unos u otras, que no resulta deseable y cuya racionalización podría ser uno de los objetivos de los cambios introducidos por el Real Decreto 1454/2005.

Se considera, por tanto, necesario que las propuestas sean coordinadas, de manera que se consiga una mayor eficiencia en la realización de las actividades necesarias para el funcionamiento del mercado de producción, particularmente en cuanto a las comunicaciones y manejo de información, en aspectos tales como la publicación de programas y otras informaciones (como previsiones de demanda, capacidades de interconexión, etc), envío de desgloses, etc., modificando ambas propuestas de manera que tales tareas sean desempeñadas de manera única por un operador (el que tiene encargada la función correspondiente, cuando tal asignación está expresamente recogida en la normativa) y se evite, además, la multiplicidad de comunicaciones similares por parte de los sujetos del mercado.

Relacionado con lo anterior está el ámbito de regulación de cada uno de los instrumentos, Reglas y Procedimientos. Sería deseable que cada uno de ellos regulase la actividad de los procesos del mercado regulados por el operador que lo propone (Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía, para regular los procesos regidos por el Operador del Mercado, y Procedimientos de operación del sistema para regular los procesos regidos por el Operador del Sistema). Sin embargo, en la redacción actual existen referencias en ambos instrumentos, pero particularmente en el caso de las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía, a procesos y funciones realizadas por el otro operador, generando como se ha indicado duplicaciones, ambigüedades e incluso incompatibilidades, recomendándose una revisión de los textos en este sentido.

2.3. PUBLICIDAD DE LA INFORMACIÓN DEL MERCADO

Reglas y Procedimientos mantienen el criterio de confidencialidad de información establecido en el año 2001, que se caracteriza por la publicación de información agregada en el corto plazo y totalmente detallada transcurridos tres meses.

Si bien la situación del mercado ha variado significativamente desde dicha fecha, particularmente por la introducción de la contratación bilateral, y en la misma línea de lo señalado anteriormente, se considera adecuado mantener dicho criterio de confidencialidad en tanto se perfila con mayor precisión la función de la contratación bilateral en el mercado de producción de energía eléctrica. Aunque sería posible realizar cambios a la referida política de confidencialidad para adaptarla mejor a la situación actual del mercado, dados los evidentes costes de adaptación de los sistemas de información de agentes y operadores, sólo se considera eficiente realizar cambios con una perspectiva de permanencia suficiente.

A este respecto merece la pena señalar que la CNE ha contribuido en el seno de ERGEG a preparar una propuesta sobre armonización de las prácticas de publicidad de información en la Unión Europea que ha sido presentada para consulta pública el 15 de marzo de 2006, y que puede encontrarse en el web de ERGEG (www.ergreg.org) bajo el epígrafe “public consultation on Guidelines for Good Practice on Information Management

and Transparency in Electricity Markets”. Como resultado se espera tener una propuesta final que puede servir de base para la definición, con carácter estable, de la política de publicidad de información en el mercado español, e Ibérico, con la necesaria adaptación a sus especificidades.

2.4 UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD OBTENIDA EN SUBASTAS ANUAL Y MENSUAL PARA PROGRAMACIÓN DE ENERGÍA NEGOCIADA EN EL MERCADO DIARIO

De la redacción propuesta a los Procedimientos de Operación del Sistema y las Reglas de Funcionamiento del Mercado, y también de las Reglas IFE no informadas en este documento, parece desprenderse que la capacidad adquirida en las subastas de capacidad anteriores al día (anuales y mensuales) debe utilizarse únicamente para programar energía asociada a contratos bilaterales, no previéndose la posibilidad de que tal energía sea adquirida o vendida por los sujetos del mercado en el Mercado Diario.

Efectivamente, el acuerdo alcanzado entre CNE y CRE en enero de 2005 preveía la utilización en la fase inicial de la capacidad asignada mediante contratos bilaterales. No obstante, la propia propuesta recogía en su último apartado un capítulo relativo a la “no discriminación entre formas de contratación” en el que se aportaba una solución para permitir que dicha energía fuese programada en el Mercado Diario español, con el total acuerdo de la comisión reguladora francesa:

El método previsto respeta esencialmente el principio de no discriminación entre diferentes tipos de transacciones (contratos bilaterales o en mercados organizados), permitiendo que los derechos asignados en el largo plazo sean utilizados tanto para programar contratos bilaterales físicos, como para cubrir financieramente las transacciones realizadas en los mercados organizados.

Sin embargo, aparentemente esta neutralidad no se consigue en el período transitorio donde la capacidad asignada en las subastas explícitas se reserva para la programación de transacciones bilaterales. Esta situación puede ser resuelta de forma independiente por cada una de las regulaciones nacionales, permitiendo a los agentes de mercado elegir si la energía previamente programada, como una transacción bilateral física a través de la frontera, participa o no en los mercados organizados (como una compra o venta nacional) ya sin afectar a los flujos por la interconexión.

La posibilidad de utilización del Mercado Diario para la gestión de la energía a este tipo de transacciones puede ser de escasa importancia para las empresas tradicionales, que disponen de instalaciones y demandas para programar de forma física el uso de la interconexión, pero no así para aquellos agentes intermediarios o no integrados verticalmente, que pueden ver muy limitadas sus opciones de contratación a través de la frontera con Francia, particularmente para realizar exportaciones. Un ejemplo de este problema ocurriría para un comercializador independiente que quiera exportar a Francia, el cual se vería obligado a tener que formalizar un Contrato Bilateral Físico para adquirir esa energía a un productor en España.

La solución a este problema es sencilla, tal como señalaba el acuerdo alcanzado entre CNE y CRE, y consiste en permitir programar energía en la interconexión de manera bilateral a sujetos que no dispongan de medios de producción o consumo asociados, permitiendo que la energía sea adquirida o vendida posteriormente en los mercados Diario o Intradiario. Las únicas condiciones que se deben imponer son: que el agente disponga de garantía suficiente para hacer frente a los desvíos que pudiese generar en el mercado español la falta de compra o venta de la energía comprometida al sistema francés y la imposibilidad de modificar dicho programa internacional una vez establecido.

Esta solución no supone ningún problema para la Operación del Sistema, dado que en el caso de importaciones, bastará con que el OS tenga en cuenta la energía importada en los análisis de seguridad que realice, sin importar su destino, y en el caso de energía exportada bastará con que el OS considere, al calcular la necesidad de reserva del sistema, la obligación de suministro establecida con el sistema vecino.

En conclusión, las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradiario y los Procedimientos de Operación, deberían modificarse para recoger la posibilidad señalada en los párrafos anteriores.

2.5 PROCESO DE BAJA Y SUSPENSIÓN EN EL MERCADO DE COMERCIALIZADORES

En anteriores informes de esta Comisión se ha puesto de manifiesto la necesidad de organizar de manera adecuada el proceso de baja y suspensión de un agente (sujeto) comercializador del mercado de producción, de manera que se acompasen los tiempos de ejecución de la medida con la necesidad de comunicación a sus clientes para la búsqueda de otro suministrador o su paso a tarifa. Igualmente se ponía de manifiesto la falta de sentido de la suspensión temporal por plazos muy reducidos, dadas las implicaciones respecto de los clientes de los comercializadores.

En las anteriores Reglas de Funcionamiento del Mercado, parecía obviarse que la suspensión del mercado de los comercializadores debía implicar la suspensión de los contratos de suministro a sus clientes, debido a que la compra en el mercado de electricidad se produce en último extremo con el propio consumo, no controlado por el Operador del Mercado ni del Sistema, por mucho que se impidan otras formas de contratación. Estas implicaciones tienen un sentido muy particular en el caso de insolvencia del comercializador, donde impedir la contratación en mercados organizados sin impedir el suministro supone empeorar el problema para el resto de agentes del mercado.

En la nueva propuesta de Reglas y Procedimientos estos problemas continúan sin resolverse de manera adecuada, y ello a pesar de que ya se han producido varios casos de suspensión de agentes del mercado.

Por una parte los Procedimientos de Operación del Sistema mantienen un esquema muy similar al actualmente recogido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado, sin prever la comunicación a los clientes implicados, sin prever plazos adecuados para el cambio de suministrador de los clientes, y sin recoger expresamente los efectos de la suspensión sobre el suministro a clientes. Se mantiene además la figura de la suspensión provisional para comercializadores, de difícil explicación por sus efectos aguas abajo sobre los consumidores.

Por el contrario, las Reglas de Funcionamiento del Mercado sí prevén la comunicación a los clientes, cuando en este caso no resulta necesaria, dado que mientras el comercializador siga siendo sujeto del mercado de producción y tenga garantías

suficientes depositadas ante el Operador del Sistema, no es relevante para la situación del cliente la pérdida de condición de agente del mercado diario del comercializador.

En opinión de esta Comisión se trata de un aspecto muy relevante para la seguridad de todos los sujetos del mercado, tanto clientes como agentes que depositan garantías, debiendo modificarse los procedimientos previstos para recoger mayores plazos de preaviso en las suspensiones de los comercializadores, la existencia de una comunicación previa a los clientes (y distribuidores) y la imposibilidad de suministro en caso de suspensión. Igualmente, debe eliminarse la referencia a la comunicación a los clientes en las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario por resultar innecesaria y posiblemente redundante con la necesaria actuación del Operador del Sistema.

3. REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

Al margen de lo señalado anteriormente, únicamente cabe señalar los siguientes aspectos adicionales recogidos en la propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de producción de energía eléctrica:

Garantías extraordinarias

Las garantías extraordinarias, ya existentes en las actuales Reglas de Funcionamiento del Mercado, se recogen en la nueva propuesta sin precisar el objeto de las mismas. Mientras que en las reglas anteriores, dada la función de garantía sobre los desvíos (inciertos por definición) que cumplían las mismas, las garantías extraordinarias estaban plenamente justificadas; en la nueva situación, donde las garantías realizan una función de cobertura de obligaciones de pago perfectamente definidas en el momento de su aparición, no se percibe con claridad el objeto de las señaladas garantías complementarias. Puede pensarse que la función de tales garantías sea la de dotar al sistema de mayor robustez ante situaciones de provisionalidad de las liquidaciones cuando existen reclamaciones pendientes, pero en cualquier caso sea este u otro el objeto de las mismas, debería explicitarse para dotar de mayor previsibilidad a la actuación del Operador del Mercado y en definitiva seguridad a los agentes.

Precio instrumental

El precio instrumental establecido en 1998 en 30 PTA/KWh, pretendía reflejar implícitamente un nivel de precios no alcanzable por ofertas basadas en los costes variables de producción de las tecnologías disponibles, evitando al mismo tiempo que por motivos accidentales el precio del mercado resultase disparatado.

Desde entonces a la actualidad el nivel de precios de las materias primas energéticas ha sufrido una elevación que ha producido una reducción del margen existente entre los costes variables de producción y dicho valor instrumental. Para evitar problemas operativos en el mercado, en caso de elevaciones mayores de los precios de los combustibles, sería recomendable que dicho precio estuviese indexado a referencias relevantes de precios de los combustibles. En tanto esto no se produzca, podría preverse la posibilidad de su modificación por la Dirección General de Política Energética y Minas, de cara a facilitar su adaptación ante posibles necesidades surgidas en el corto plazo.

Regla 51

La Regla 51 recoge una habilitación al Operador del Mercado para gestionar las garantías y los cobros y pagos derivados del proceso de liquidación del Operador del Sistema.

Sin valorar el contenido de esta Regla, de carácter potencial, esta Comisión entiende que aborda aspectos encomendados por el Real Decreto 1454/2005 al Operador del Sistema y que deberían, en todo caso, quedar recogidos en los correspondientes Procedimientos de Operación del Sistema.

La oportunidad de la integración de tales funciones en el Operador del Mercado, no prevista en la normativa actual, podrá ser analizada posteriormente en caso de existir acuerdo entre ambos operadores, otorgando el Ministerio en su caso la oportuna autorización, sin que exista necesidad de que tal acuerdo se traslade en la forma de Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía.

4. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

4.1. PO 2.2 SOBRE PREVISIÓN DE LA COBERTURA Y ANÁLISIS DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Los análisis de seguridad, de horizonte anual e hiperanual, previstos en los puntos 3 y 4 del procedimiento, deberán ser igualmente comunicados a la Comisión Nacional de energía.

4.2. PO 3.1 PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN

Nuevas posibilidades de contratación bilateral

Este procedimiento de operación recoge nuevas posibilidades de contratación bilateral no reguladas con anterioridad, cuales son:

- Contratación bilateral con horizonte intradiario, o ajuste de contratos bilaterales a nivel intradiario, no permitida en la actualidad.
- Contratación bilateral libre de los distribuidores con productores en régimen especial, al margen de la energía que están obligados a adquirir

En línea con lo señalado en el apartado 2.1 de este informe, esta Comisión considera que estos cambios deben posponerse hasta que se haya definido con precisión la función de la contratación bilateral en el mercado de producción de energía eléctrica.

Definición de UGH

El anexo del PO recoge innecesariamente los criterios para la definición de las UGH's. Es conocido que las actuales UGH's no cumplen dichos criterios, por lo que tal redacción contribuye a generar incertidumbre y puede dar lugar a problemas en su interpretación.

A este respecto, esta Comisión ha remitido al Ministerio en varias ocasiones propuestas de modificación de los apartados 3 y 5 de la orden ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del real decreto 2019/1997, para corregir esta

situación. En el anexo I, de este informe, se adjunta de nuevo la última propuesta realizada.

4.3. PO 3.2 RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Cabe referir aquí algunos de los aspectos ya señalados en el anterior informe de esta Comisión sobre este mismo PO:

Tratamiento de la reprogramación cuando es necesario utilizar teledisparos o ante indisponibilidades sobrevenidas de líneas:

En el informe previo de esta Comisión se argumentaba la falta de sentido de que los generadores puedan obtener un beneficio por estas circunstancias, de manera completamente contraria a lo que sucede cuando son limitados por restricciones técnicas. En la redacción actual del P.O. esta situación es aún peor, dado que se aplican criterios de reducción proporcionales, pero con retribución a precio individual de oferta de terciaria, de manera que, además de aparecer una retribución a los generadores en estos casos, no se consigue que la reducción de potencia se produzca al mínimo coste, lo que no tiene ningún sentido.

Restricciones a solicitud de los distribuidores:

Únicamente cabe incidir en lo ya expuesto en el informe anterior, sobre la conveniencia de que sean los propios distribuidores quienes soporten los sobrecostes de las restricciones ocasionadas, como única señal válida para la planificación y operación de la distribución.

4.4. PO 3.3 RESOLUCIÓN DE DESVÍOS GENERACIÓN CONSUMO

La propuesta de PO vuelve a remitir a una decisión posterior de la Administración la fijación de precios límite o instrumentales en este servicio. Tal como esta Comisión señaló en comunicación a REE y en su anterior informe sobre este mismo Procedimiento de Operación, se considera necesario que el propio PO recoja los precios límites o

instrumentales de oferta. A este respecto la CNE ya aportó su valoración sobre los mismos, requiriendo al Operador del Sistema que los confirmase o aportase justificación para la determinación de otros niveles de precios diferentes.

4.5. PO 3.6 COMUNICACIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN

Entre los criterios para la determinación de las indisponibilidades, se echa en falta un criterio en relación con el tiempo de acoplamiento de las unidades que determine su disponibilidad, en el caso de unidades que no se encuentren en funcionamiento. Este criterio permitiría determinar, por ejemplo, si un grupo en el que se están desarrollando trabajos de mantenimiento menores o no dispone puntualmente de combustible suficiente está o no disponible y es imprescindible para contrastar la disponibilidad a través de solicitudes imprevistas de arranque por parte del OS, conforme dispone la nueva redacción de la Orden de 17 de diciembre de 1998.

4.6. PO 7.2 SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

Unidades en las zonas de regulación

Hasta la fecha las zonas de regulación han cumplido un doble objetivo, por un aparte la regulación del sistema nacional y por otra servir como perímetro de equilibrio para las unidades de producción de las empresas productoras.

En el nuevo marco definido por los PO's 14, que regulan la liquidación de desvíos, la segunda de las funciones ya no tiene sentido que la realicen las zonas de regulación. Por otra parte, la inclusión de unidades que no regulan dentro de las zonas de regulación no aporta ningún beneficio al sistema, pudiendo incluso ser perjudicial para la eficiencia y disponibilidad de capacidad de regulación del sistema en su conjunto.

Por tanto, en opinión de esta Comisión, las zonas de regulación deben estar compuestas exclusivamente por las unidades que tienen asignada banda de regulación en el período de programación correspondiente, debiendo el resto de unidades liquidarse de manera

individual o dentro de perímetros de equilibrio. Para conseguir esto, además de impedir que unidades que no regulan estén incluidas en una zona, debe preverse un mecanismo ágil para que las unidades con capacidad de regulación se incluyan en zonas de regulación o perímetros de equilibrio, según si tienen o no banda de regulación asignada.

Mínimo de potencia en una zona de regulación

El procedimiento prevé un sistema de regulación exclusivamente pensado para los grandes grupos empresariales con numerosas unidades de producción con capacidad de regulación, haciendo casi imposible que los productores independientes puedan participar en este servicio. De esta manera se producen dos efectos negativos, por una parte se produce una mayor concentración en la prestación del servicio de banda de regulación secundaria, con los efectos que ello puede tener sobre sus precios, y por otra, el sistema prescinde de recursos disponibles de regulación, disminuyendo innecesariamente la seguridad del sistema.

Para evitar estos problemas, el servicio de regulación debería poder ser prestado por unidades individuales, que respondiesen directamente frente a señales del Operador de Sistema, pudiendo, eso sí, establecerse un mínimo de potencia por unidad para participar de manera directa en el servicio. Ello no quiere decir necesariamente que desaparezcan las actuales zonas de regulación, útiles por ejemplo para incluir la regulación de centrales de pequeño tamaño, pudiendo encontrarse otras soluciones (por ejemplo a través de un AGC coordinado por REE, al estilo de la solución adoptada para los despachos delegados de generación).

Precio instrumental

Es aplicable en este caso el mismo comentario realizado respecto del PO 3.3.

4.7. PO 7.3 SERVICIO DE REGULACIÓN TERCIARIA

Retribución de energía no ofertada

En el apartado 10, sobre liquidación del servicio, se recoge el tratamiento liquidatorio de la energía asignada a unidades que incumplen su obligación de oferta, adoptando el criterio de retribución al precio marginal de terciaria. Esta Comisión considera que, sin perjuicio del tratamiento de la infracción cometida por el sujeto, en estos casos la energía debería valorarse directamente a precio del Mercado Diario, reforzando así la obligación de oferta referida.

Precio instrumental

Es aplicable en este caso el mismo comentario realizado respecto de los PO 3.3 y 7.2.

4.8. PO 14.1 CONDICIONES GENERALES DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN DEL SISTEMA

Suspensión de comercializadores

Este aspecto ha sido abordado en el punto 2.5 de este informe.

Instrucciones dictadas por el Operador del Sistema

La posibilidad de dictar instrucciones (prevista en el apartado 3.8 del PO), ya está recogida en la redacción actual de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, y ha sido informada de manera negativa por esta Comisión en sucesivas ocasiones, habida cuenta de que ha dado lugar a que por la vía de las instrucciones se hayan establecido contenidos que deberían haber sido aprobados como parte integrante de las Reglas.

Aún cuando los elementos más operativos de la Gestión Económica y Técnica, tales como los referentes a los accesos a los sistemas informáticos del operador del sistema, puedan ser objeto de tales Instrucciones, debería eliminarse su uso para cualquier otro desarrollo o interpretación de la normativa existente. Entendido que esta función no compete sino al propio Ministerio de Economía, previo informe de esta Comisión, asegurando que son los reguladores quienes definen e interpretan adecuadamente la normativa vigente y no el Operador del Mercado, sin perjuicio de su potestad para

proponer a éstos cualquier cambio o desarrollo que considere necesario en los Procedimientos de Operación del Sistema.

Para evitar la repetición de uso incontrolado de este tipo de Instrucciones, se considera necesaria su eliminación, manteniendo una referencia genérica a la potestad del Operador del Sistema para precisar lo dispuesto en los PO's con respecto al acceso a sus sistemas de información.

Perímetros de equilibrio

La figura de los perímetros de equilibrio se considera muy adecuada para permitir la agrupación de unidades a efectos del cálculo de los desvíos, resolviendo situaciones actuales como las de los clientes cualificados o los pequeños productores que no estaban bien tratadas en la regulación actual. Asimismo, la regulación de los perímetros de equilibrio permite mejorar la definición de las actuales zonas de regulación, tal como se ha expuesto en relación con el PO 7.2.

Sin embargo, a pesar de que esta Comisión considera la figura muy acertada, tiene que poner de manifiesto que los perímetros de equilibrio pueden tener importantes consecuencias respecto de la concentración del mercado, tal como sucede en el caso de los representantes, de forma que no se considera adecuado que se establezca esta figura sin un mínimo control de la potencia que puede ser agregada en perímetros de equilibrio.

Una medida mínima consistiría en impedir a los operadores dominantes incluir en sus perímetros de equilibrio unidades de terceros, pero sería preferible que se definiese un umbral de cuota de mercado que no pudiese superarse dentro de un perímetro de equilibrio que integre a sujetos de mercado diferentes (podría establecerse en un 5%, o como límite en el 10% previsto para los operadores dominantes), evitando reforzar la concentración del mercado.

En conclusión esta Comisión informa desfavorablemente la creación de los perímetros de equilibrio, en tanto no se definan unos criterios de concentración de energía máximos adecuados.

Reliquidaciones tras el cierre definitivo

La propuesta de PO establece que no se modificarán las liquidaciones definitivas cuando aparezcan nuevas resoluciones de potencia neta instalada que se refieran al período liquidado. En opinión de esta Comisión deberían realizarse dichas reliquidaciones, aunque para evitar la situación de provisionalidad y de incertidumbre para los agentes productores, podría establecerse una fecha límite de recepción de las pruebas en el MITYC, a partir de la cual las potencia asociadas sólo se considerarían si fuesen inferiores a las utilizadas en la liquidación. Este criterio ha sido propuesto en informes de potencias netas previos realizados por esta Comisión.

Procedimiento excepcional de liquidación por suspensión de un sujeto

La propuesta de PO prevé que el OS pueda establecer un procedimiento excepcional de liquidación para las situaciones de suspensión de un sujeto de liquidación. En opinión de esta Comisión, dicho procedimiento deberá ser aprobado como Procedimiento de Operación del Sistema, con la debida audiencia y control de los reguladores.

4.9. PO 14.3 GARANTÍAS DE PAGO

Tercero autorizado

El PO prevé que el Operador del Sistema pueda autorizar a un tercero para que realice la gestión de garantías y asuma la función de contrapartida central. No se prevé en el Procedimiento de Operación que tal autorización esté sometida a control administrativo, lo cual podría ser deseable de cara al posterior reconocimiento de costes de la actividad regulada de la Operación del Sistema. Por otra parte, tampoco se prevé ningún tipo de requisitos que deba cumplir dicho tercero, lo cual sería recomendable para dotar de mayor seguridad a los agentes del mercado.

Situación de Insolvencia o concurso

El procedimiento debería incluir la obligación de los sujetos de comunicar al Operador del Sistema, la CNE y el MITYC la presentación de solicitud de concurso voluntario y, en todo caso, la apertura de concurso de acreedores, dado que estas comunicaciones no se han previsto expresamente en la Ley 22/2003, de 9 de julio, Concursal, para el mercado eléctrico, en contraste con otros mercados.

La garantía prevista en el apartado 14.3 puede resultar redundante con la prevista en el apartado 6c, recomendándose su integración en una sola categoría.

Finalmente, en el apartado 14.3 se prevé la posibilidad de que el Operador del Sistema acuerde la suspensión del agente. Dicha actuación se establece de manera potencial, sin determinar los criterios que habrá de seguir el OS para adoptar dicha decisión, lo que genera una inseguridad jurídica manifiesta.

Reducción de garantías por reducción en las adquisiciones de energía

En el apartado 10.1 se prevé la reducción de garantías cuando el sujeto comunique cambios justificados en sus adquisiciones de energía en el mercado. Sin embargo, no se establecen los medios de justificación de tales reducciones, aspecto básico para ordenar la variación de garantías a la baja manteniendo la cobertura necesaria de las operaciones.

4.10. PO 14.4 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

Penalizaciones por incumplimiento de la energía asignada a subir por restricciones técnicas

Dado que se trata de un servicio que en la mayoría de las ocasiones se presta en condiciones de escasa o nula competencia, se considera que la introducción de penalizaciones únicamente producirá una elevación del precio del servicio, y por tanto del precio de la energía pagada por los consumidores, sin resultar un incentivo eficaz para el

cumplimiento del programa por los generadores, Por ello se propone la supresión del coeficiente penalizador recogido en la propuesta.

Energía a subir sin oferta en el proceso de resolución de restricciones técnicas

En el apartado 4.1.1.3 se prevé una retribución al 115 % del precio del Mercado Diario para programaciones de unidades sin oferta. Este tratamiento debe darse exclusivamente a aquellas unidades que se hayan declarado disponibles tras el cierre de ofertas para este proceso, en otro caso la retribución debe ser exclusivamente el precio del Mercado Diario, además de que el OS debe comunicarlo a la CNE para la instrucción, en su caso, del correspondiente expediente sancionador.

Redespachos necesarios para asignación de banda de secundaria por mecanismo excepcional de resolución

El tratamiento previsto recoge una doble bonificación al 115%, por una parte la banda se valora un 15% por encima del precio de la banda de regulación y, por otra, también se compensa con un 15% a la energía redespachada para generar la banda. Esta doble bonificación es contraria al sentido económico del servicio, en el que al banda ya incorpora, implícitamente, los costes de los redespachos necesarios, que son realizados a cargo de los propios sujetos que proveen la banda de regulación. Se propone, por tanto, eliminar el factor de bonificación sobre la energía redespachada, aplicando directamente el Precio del Mercado Diario.

Restricciones en tiempo real a bajar

Se considera que en los casos en los que la necesidad de bajada de carga sea debida a problemas asociados a las propias unidades involucradas, de manera individual o conjunta, no debería producirse una compensación económica, debiendo redespacharse directamente al precio del Mercado Diario. Este es el mismo criterio empleado para la resolución diaria de restricciones técnicas. El criterio adoptado por el Operador de Sistema resulta innecesariamente gravoso para los adquirentes de energía, contribuyendo a encarecer el precio de la electricidad.

Precio de energía de regulación secundaria

En la propuesta, la energía de regulación secundaria se paga al precio de la terciaria sustituida, constituyendo este un precio difícil de prever y cálculo discutible, que produce, en la práctica, resultados extraños.

De cara a dotar de mayor sencillez y previsibilidad al servicio de regulación secundaria, se propone que la energía de regulación secundaria sea retribuida (o cobrada) al precio del Mercado Diario, sirviendo la subasta de banda para ajustar la valoración económica del servicio.

Precio de los desvíos

Conviene remarcar en el apartado 12.3 que el cálculo del precio tiene carácter horario, lo cual no resulta evidente al haberse obviado en su redacción la referencia al período de integración utilizado.

Liquidación de las unidades de venta de los distribuidores asociadas al régimen especial

Los procedimientos propuestos incluyen el mecanismo para liquidar las unidades de venta de los distribuidores por la energía cedida por el régimen especial que no participa en el mercado. En el informe de la CNE 7/2005 sobre el proyecto de Real Decreto que dio lugar al RD 1454/2005, se puso de manifiesto la necesidad de que en el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas se siga considerando el precio medio a efectos de la adquisición de la energía y, asimismo, el ingreso medio a efectos de venta. También se señalaba que era necesario evaluar la posibilidad de liquidar los desvíos netos del distribuidor con objeto de reducir el coste neto imputable y posteriormente repartir dicho coste entre las unidades de adquisición y de venta del distribuidor. Los PO's propuestos realizan la primera función (cálculo del coste del desvío por el desvío neto de las unidades de compra y de venta del distribuido), pero no reparten dicho coste de desvío entre los dos tipos de unidades.

Para completar la determinación del precio medio final a tener en cuenta en el proceso de liquidaciones de las actividades reguladas, se propone que se incluya en el PO 14.4 el desglose de dicho coste de los desvíos entre las unidades de venta y de compra del distribuidor y se calculen el precio final medio de venta y el precio final medio de compra de todos los distribuidores, necesarios para el proceso de liquidaciones de las actividades reguladas. A estos efectos, REE deberá enviar a la CNE la citada información

En cuanto al reparto del coste de los desvíos entre las unidades de venta y compra del distribuidor, se propone que se impute dicho coste a las unidades de venta y de compra proporcionalmente al valor absoluto del desvío de cada una de ellas.

4.11. PO 14.5 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR GARANTÍA DE POTENCIA

El marco retributivo por garantía de potencia debe ser objeto de un revisión general, tal como se ha entendido en el ámbito de MIBEL, estando prevista una propuesta del Consejo de Reguladores e MIBEL antes del 1 de noviembre de 2006.

La propuesta de Procedimiento de Operación, aquí informada, añade sobre la normativa actual dos elementos: la valoración de la potencia limitada por materias primas, en el caso de generadores térmicos, y el cálculo de la potencia limitada por materias primas, en el caso de instalaciones que cuenten con menos de 5 años de antigüedad. Ninguno de estos cálculos dan lugar a una asignación económica adecuada a la contribución a la seguridad del sistema de las unidades involucradas, pero resultan ser la traslación más literal de lo dispuesto en la Orden de diciembre de 1997 que regula la retribución por garantía de potencia.

4.12. PO 14.6 LIQUIDACIÓN DEL SALDO MENSUAL RESULTANTE DE LA EJECUCIÓN DE LOS INTERCAMBIOS COMERCIALES NO NACIONALES

El PO prevé, en su apartado 3, que el saldo mensual sea asignado a los distribuidores en proporción a sus compras netas en el mercado de producción. Sin perjuicio de la aplicación temporal de esta regla, debería revisarse a futuro de manera que la liquidación de dicho saldo no estuviese ligada a los distribuidores, sino que se trasladase a todos los sujetos compradores del mercado.

4.12. PO 14.7 EXPEDICIÓN DE FACTURAS COBROS Y PAGOS

En el apartado 8, en relación con el régimen de impagos, se prevén valores mínimos para los intereses de demora y una penalización fija de 300 euros. No obstante, en el PO no se recoge el tratamiento que se otorgará a dichas cantidades, es decir, si se repercutirá a los agentes del mercado o si se considera un ingreso del Operador del Sistema.

ANEXO I

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS APARTADOS 3 Y 5 DE LA ORDEN MINISTERIAL DE 29 DE DICIEMBRE DE 1997, POR LA QUE SE DESARROLLAN ALGUNOS ASPECTOS DEL REAL DECRETO 2019/1997, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ORGANIZA Y REGULA EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA RELATIVOS A LA DEFINICIÓN DE UNIDAD DE GESTIÓN HIDRÁULICA

El artículo 8 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que las ofertas de venta de energía eléctrica deberán incluir, al menos, el precio y cantidad ofertada, la identificación del agente que las realiza y la unidad de producción a que se refiere.

En dicho artículo se establece que se entenderá por unidad de producción cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica en los términos en los que se determine mediante Orden Ministerial.

La Orden Ministerial, de 29 de diciembre de 1997, desarrolló en los puntos 3 y 5 del apartado primero del capítulo I, el concepto de unidad de gestión hidráulica. Habiendo transcurrido un año de funcionamiento del mercado de producción de electricidad, la experiencia aconseja realizar una modificación a la definición contenida en la citada Orden Ministerial. Dicha modificación posibilitará realizar agrupaciones hidráulicas de manera más eficiente, sin complicar innecesariamente el mercado de producción con numerosas unidades de oferta de pequeño tamaño. Igualmente se introduce un mecanismo de control para que, en el caso de que el tamaño de las agrupaciones hidráulicas introdujera problemas en los procesos de operación o permitiera prácticas contrarias a la libre competencia, se pueda requerir la partición de las unidades de gestión hidráulica implicadas.

En su virtud, a propuesta de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, dispongo:

Apartado Único: Se modifican los puntos 3 y 5 del Apartado Primero de la Orden de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que quedan redactados de la siguiente manera:

“3 Se entiende por unidad de producción hidráulica el conjunto de centrales hidroeléctricas, integrantes de una unidad de gestión hidráulica, que cumplan las siguientes condiciones:

- a) Pertenecer a titulares representados por el mismo agente autorizado para la presentación de ofertas.
- b) Pertenecer a la misma cuenca hidrográfica, estando además la gestión de sus embalses asociados relacionada por un flujo hidráulico común que condiciona la producción de las centrales agrupadas. En el caso de que por la aplicación de esta condición se llevasen a cabo agrupaciones de centrales hidroeléctricas de tamaño inferior a 1.000 MW, podrán sumarse a la agrupación, siempre que se respete el límite anterior, centrales hidroeléctricas pertenecientes a distintas cuencas hidrográficas siempre que las mismas se encuentren situadas en el ámbito territorial de la misma Confederación Hidrográfica y que la potencia instalada de cada una de las centrales agregadas no supere los 150 MW.

No obstante lo dispuesto en el apartado anterior, cada central de bombeo puro constituirá pro sí misma una unidad de gestión hidráulica.”

“5. Los titulares o representantes de las agrupaciones de centrales hidroeléctricas que deseen constituir una unidad de gestión hidráulica o modificar la constitución de una previamente autorizada, presentarán su propuesta al operador del mercado quien la dirigirá al operador del sistema y a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. El operador del sistema realizará un informe motivado, analizando si el tamaño de la unidad de gestión hidráulica y la integración de centrales resultantes no introduce problemas en los procesos de operación. Dicho informe será remitido a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico quien, en su caso, procederá a la aprobación de la nueva unidad de gestión hidráulica o modificación de la existente. La Comisión

Nacional del Sistema Eléctrico hará pública la lista de unidades de gestión hidráulica aprobadas mediante Circular publicada en el “Boletín Oficial del Estado.”

Si con posterioridad a la aprobación por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico de una unidad de gestión hidráulica, el tamaño de ésta introdujese problemas en los procesos de operación, en particular en lo que se refiere al incumplimiento de los desgloses de las unidades de oferta en unidades físicas que realizan los agentes, o permitiese prácticas contrarias a la libre competencia en el mercado, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico a iniciativa propia o previa solicitud justificada del operador del mercado o del operador del sistema podrá requerir la petición en dos o más unidades de la unidad previamente autorizada. Par ello, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico deberá, con carácter previo, someter este requerimiento, debidamente justificado, al trámite de audiencia de los agentes del mercado afectados, con el fin de que realicen las alegaciones que consideren oportunas.”

Disposición Final: La presente Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado