



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

18 de septiembre de 2003

De conformidad con el apartado Tercero de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, 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 y con el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre de 1997 por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, el Consejo de Administración de la CNE ha acordado en su sesión celebrada el día 18 de septiembre de 2003 aprobar el siguiente informe.

INFORME

I. OBJETO

El presente documento tiene por objeto informar sobre la propuesta, elaborada por el Operador del Mercado, de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

II. PROCEDIMIENTO

Con fecha 19 de febrero de 2003 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de la Energía escrito remitido por la Dirección General de Política Energética y Minas en el que se solicita informe sobre la propuesta de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Con fecha 11 de marzo de 2003 la propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento del mercado fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía, al objeto de que realizasen las observaciones que considerasen oportunas.

Se han recibido comentarios de los representantes de UNESA, CIDE, Región de Murcia, Comunidad de Madrid y REE que se incorporan como Anexo III.

III. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

En la elaboración del presente informe se ha prestado especial atención a aquellos aspectos de la propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado que, en opinión de esta Comisión, deben ser modificados para conseguir un mejor funcionamiento de la Gestión Económica y Técnica del sistema. Por ello, y de cara a conseguir una mayor brevedad y claridad, no se han incorporado valoraciones detalladas de los numerosos aspectos que suponen cambios positivos sobre la situación actual, ni de aquellos otros de menor importancia sobre los que aún existiendo dudas sobre sus efectos, se ha preferido respetar el criterio del Operador del Mercado, dejando en este último caso que la experiencia sancione su idoneidad. Sí se quiere hacer constar, no obstante, la considerable mejora introducida en el documento en cuanto a la estructura de sus contenidos, aspecto sobre el que esta Comisión se había pronunciado en ocasiones anteriores.

Los comentarios a las Reglas se han agrupado en tres capítulos. Uno primero referido al Alcance de las Reglas, un segundo referido a modificaciones sobre aspectos esencialmente contenidos en la propuesta y el tercero referido a otros aspectos que no se encuentran desarrollados en la propuesta de Reglas y que en opinión de esta Comisión deberían ser abordados en las mismas. Finalmente se recogen las conclusiones que señalan los trabajos a abordar la vista de las consideraciones realizadas.

IV. COMENTARIOS SOBRE EL ALCANCE DE LAS REGLAS

Elementos de Gestión Técnica regulados en las reglas

El Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, prevé en su artículo 27, sobre las funciones del Operador del Mercado, que éste podrá presentar al Ministerio de Economía las Reglas de Funcionamiento del Mercado que considere adecuadas para mejor ejecución de lo previsto en la Ley 54/97, de dicho Real Decreto y sus normas de desarrollo.

Igualmente el Real Decreto 2019/1997 prevé, en su artículo 31, que el Operador del Sistema presentará los Procedimientos de Operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada Gestión Técnica del Sistema.

De lo anterior sólo cabe interpretar que el regulador ha querido que el Operador del Mercado, por razones de su actividad, sea quien tome la iniciativa para completar y posteriormente modificar la normativa en el ámbito de la Gestión Económica del Sistema, creando como medio para realizarlo las Reglas de Funcionamiento del

Mercado de Producción de Energía Eléctrica. Paralela y simultáneamente, el regulador ha creado la figura de los Procedimientos de Operación del Sistema, otorgando la función de su desarrollo al Operador del Sistema, para completar con ello la normativa relativa a la Gestión Técnica del Sistema.

La experiencia ha puesto de manifiesto que la separación entre la Gestión Económica y la Gestión Técnica no es siempre evidente, de manera que existen materias que podrían quedar reguladas tanto en las Reglas de Funcionamiento del Mercado como en los Procedimientos de Operación del Sistema. Una solución para estos casos consistiría en la realización de propuestas conjuntas por parte de ambos operadores, consiguiendo que estas materias resultasen coherentemente reguladas en el ámbito de Reglas y Procedimientos. Nuevamente la experiencia parece desaconsejar esta solución haciendo recomendable que estos aspectos sean desarrollados en sus líneas generales por Orden Ministerial, fijando los criterios bajo los cuales han de desarrollarse las Reglas y los Procedimientos. Ejemplos de esta forma de proceder lo constituyen la Orden de Agentes Externos, de la que existe propuesta de modificación realizada por esta Comisión en enero de 2002, y la propuesta de Orden sobre Resolución de Restricciones Técnicas, realizada por esta Comisión en abril de 2002 en respuesta a una solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En relación con la propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado objeto de este informe, esta Comisión considera que su contenido sobrepasa ampliamente, y en muchos aspectos, los límites de la Gestión Económica del Sistema para regular en detalle aspectos que corresponden, sin ninguna duda, a la Gestión Técnica del Sistema.

Cabe señalar como ejemplos principales de esta injerencia, la regulación del proceso de resolución de restricciones técnicas, la regulación del sistema de medidas, o la regulación de las pérdidas de transporte, aunque no constituyen más que una pequeña parte de los aspectos de Gestión Técnica que pretenden ser regulados por las Reglas de Funcionamiento del Mercado, a propuesta de OMEL (en los comentarios realizados por REE, que se adjuntan al informe, se pueden encontrar numerosos ejemplos).

En el caso de las restricciones técnicas, el Real Decreto 2019/1997 llama al Operador del Sistema a determinar las restricciones técnicas que pueden afectar al programa diario base y sólo al mismo operador a acordar con el Operador del Mercado la retirada de ofertas y la entrada de otras nuevas, siendo el Operador del Sistema quien debe establecer el programa viable. En contraste, la propuesta de Reglas recibida establece quién puede participar, de qué manera y hasta cómo debe el Operador del Sistema resolver las restricciones, sin permitir que el Operador del Sistema

establezca el programa viable tal como está previsto en la normativa de rango superior.

En el caso de las medidas, al margen de establecer obligaciones al Operador del Sistema, se prevé una duplicación de toda la información manejada en el concentrador principal, más allá de las necesidades propias de las liquidaciones, y finalmente, se llega incluso a proponer que el Operador del Mercado pueda recibir directamente las medidas de los agentes, con la excusa de emplearlas únicamente a efectos de cómputo de garantías. Estas actividades, como se indica más adelante, al margen de exceder los cometidos de la Gestión Económica del Sistema, suponen un coste adicional para el sector eléctrico en su conjunto.

Por su parte, la determinación y asignación de las pérdidas de transporte corresponde al Operador del Sistema, quien tiene la función de proponer un Procedimiento de Operación del Sistema para ello. En contraste, el Anexo XIV de las reglas denominado “Medición y pérdidas” aborda numerosos elementos en estos ámbitos de la Gestión Técnica del Sistema.

Se reconoce, desde esta Comisión, la actitud positiva que rige la actividad del Operador del Mercado proponiendo reglas que pretenden, con mayor o menor éxito, mejorar el funcionamiento del mercado español de electricidad en su conjunto. Sin embargo, en el caso que nos ocupa, se excede OMEL en sus funciones de propuesta interfiriendo con lo que debe ser el normal proceso de mejora de los aspectos de la Gestión Técnica del Sistema. De cara a la necesaria revisión de esta propuesta de reglas y a sucesivas propuestas posteriores, debe OMEL circunscribir su actuación al marco de las atribuciones que le han sido concedidas.

Adicionalmente, cabe señalar que la propuesta de Reglas no se limita a regular por exceso aspectos relativos a la Gestión Técnica, sino que en estos casos incluso se atribuye OMEL funciones que son propias de la Gestión Técnica o que son propias de otros agentes, como los distribuidores, tal como se indicará a lo largo del informe. Estas funciones, algunas veces no atribuidas en exclusiva, sino en paralelo, conllevan una duplicidad de costes en el sistema para el ejercicio de la misma función que no está justificada, dando lugar a necesidades de retribución adicionales de OMEL que pueden ser el origen del aumento continuo del coste de la Operación del Mercado en España, tal como se pone de manifiesto cada año en la tramitación de los correspondientes Decretos de tarifas.

Repetición, interpretación y modificación de normativa de rango superior

Ya en informes realizados por esta Comisión a propuestas anteriores de Reglas de Funcionamiento del Mercado, se puso de manifiesto la necesidad de evitar reproducir en las Reglas, aquellos elementos recogidos en normativa de rango superior, haciendo en caso necesario referencia a dicha normativa.

Los motivos de esta petición residían, desde un punto de vista formal, en la evidente necesidad de reducir y simplificar el texto de las Reglas, que en la propuesta actual alcanza las 250 páginas. Sin embargo, el objeto principal de esta reivindicación consiste en evitar lagunas y errores en la transcripción de definiciones y categorías que pueden ocasionar problemas que no compensan la claridad que esta técnica normativa, poco habitual por otra parte, pretende obtener. En algunos casos las lagunas que presenta esta propuesta son debidas a olvidos evidentes u errores involuntarios, sirva como ejemplo el hecho de que no se recoja como posibilidad la contratación bilateral entre comercializadores y productores en régimen ordinario, posible desde enero de este año, o que se modifique el número de horas durante el que se realizan las pruebas para el reconocimiento de la potencia neta. Sin embargo, en otros casos las definiciones alteran el sentido de lo establecido en normativa de rango superior con el claro objetivo de desarrollar algo que la norma de rango superior no preveía. Tal es el caso del objeto del mercado intradiario recogido en la regla 36.1: “atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica al Operador del Mercado, los ajustes que sean necesarios sobre el programa diario viable”. Por su parte el Real Decreto 2019/1997 configura el mercado intradiario como un mercado que “tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y la demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el programa diario viable”. Como se puede comprobar el significado de ambas expresiones difiere, ya que mientras el Real Decreto 2019/1997 prevé que los desajustes se produzcan después de haberse fijado el programa diario viable, como corresponde a un verdadero mercado de ajustes, la redacción de OMEL se limita a decir que el mercado permite realizar ajustes sobre el programa diario viable, sin indicar si dichos ajustes tienen su origen antes o después de haberse fijado el mismo. No es pues de extrañar que, tras este artificio, se proponga una regulación del mercado que requiere necesariamente la realización de ajustes tras la publicación del programa diario viable, al traspasarse al mercado intradiario el proceso de ajuste de producción y demanda que actualmente forma parte del proceso de resolución de restricciones, en contra de lo dispuesto en la normativa de rango superior y en clara oposición con la regulación actual de la Gestión Técnica del Sistema.

A la vista de los ejemplos anteriores esta Comisión considera necesario que en la versión que finalmente se apruebe de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, se evite toda repetición de aquellas definiciones, categorías y acciones ya recogidas en

la normativa de rango superior, o de similar o inferior rango que no se pretenda expresamente modificar, y que sólo en caso de ser estrictamente necesaria su presencia se proceda a una repetición literal de las mismas.

V. COMENTARIOS SOBRE LOS CONTENIDOS DE LA PROPUESTA

Sobre el proceso de resolución de restricciones técnicas

La CNE presentó al Ministerio de Economía, en abril de 2002, una propuesta de modificación global de la regulación del proceso de resolución de restricciones técnicas que incluía la revisión del artículo 12 del Real Decreto 2019/1997 y su desarrollo a través de Orden Ministerial. La necesidad de modificación del Real Decreto 2019/1997 surgía de la imposibilidad de utilizar ofertas específicas para la resolución de restricciones técnicas y de la conveniencia de reforzar los procesos de supervisión del comportamiento de los agentes del mercado, con respecto a este proceso. A su vez, el desarrollo a través de Orden del Ministerio de Economía pretendía regular de forma unívoca esta materia que afecta tanto a la Gestión Técnica como a la Económica, asignando a cada uno de los operadores las funciones que razonablemente están en mejores condiciones de desarrollar y todo ello con vistas a facilitar la integración de los mercados de España y Portugal en el futuro Mercado Ibérico.

Ante el retraso de la publicación de esta nueva normativa, decide OMEL en su propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado suplantar la labor que en su día fue encomendada a esta Comisión por la Dirección General de Política Energética y Minas, realizando una nueva propuesta de regulación de este proceso.

Sobre esta iniciativa cabe señalar dos cuestiones. En primera lugar, como ya se ha indicado en el apartado anterior, excede OMEL y con mucho las atribuciones recibidas por el Real Decreto 2019/1997 para proponer las Reglas de Funcionamiento del Mercado como desarrollo de la normativa relativa a la Gestión Económica, y se arroga el derecho de proponer una normativa que, en la práctica totalidad de sus aspectos, encomienda el Real Decreto 2019/1997 al Operador del Sistema como responsable de la Gestión Técnica.

En segundo lugar, conociendo OMEL a través del Consejo Consultivo de Electricidad las líneas generales de la propuesta realizada por esta Comisión, decide enmendar el criterio de esta Comisión (formado tras contar con aportaciones de todos los implicados el proceso, incluyendo el propio OMEL) proponiendo una regulación del proceso de regulación de restricciones técnicas diferente y contraria a las normas de rango superior. A este respecto no se considera necesario reiterar los criterios,

detalladamente expuestos en la memoria justificativa adjunta a la propuesta realizada por esta Comisión en abril de 2002, que soportan la misma, sino indicar que los mismos siguen igualmente vigentes en la situación actual. Como ya ha señalado esta Comisión en ocasiones anteriores, se considera necesaria y urgente la publicación de las referidas modificaciones sobre la normativa sobre restricciones técnicas, que se reproducen en el Anexo I, debiéndose, tras dicha publicación, adaptar las Reglas de Funcionamiento del Mercado a su contenido.

A la vista de estas consideraciones, y en tanto no se produzca la publicación de las propuestas de modificación de la normativa sobre restricciones técnicas, esta Comisión entiende que la propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado debe ser revisada para incluir únicamente aquellos aspectos referidos a la Gestión Económica del sistema, como ya se ha indicado previamente, y concretamente que deben eliminarse los elementos de Gestión Técnica contenidos en propuesta de regulación de las restricciones técnicas. Además debe prestarse especial atención a eliminar aquellos aspectos que resultan incompatibles con el Real Decreto 2019/1997, tales como la utilización de ofertas específicas, la utilización de ofertas de compra para la resolución de las restricciones o la publicación de un programa viable que implica necesariamente la realización de ajustes.

Sobre las compras de los distribuidores en el Mercado Diario

La propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado permite que los distribuidores presenten, al Mercado Diario, una oferta de compra por la totalidad de los consumos de sus clientes a tarifa y otra de venta por la totalidad de los excedentes vertidos por el Régimen Especial a sus redes.

Esta posibilidad está en consonancia con lo señalado en informes anteriores de esta Comisión, permitiendo que los distribuidores sean únicamente responsables de su demanda y no de los desvíos que pueda producir la producción del Régimen Especial contenida en sus redes. Sin embargo esta solución presenta dos inconvenientes:

El primero de tipo legal, dado que el Real Decreto 2019/1997 prevé expresamente que los distribuidores presenten ofertas de adquisición al mercado diario “habiendo deducido de su demanda la previsión de energía proveniente de instalaciones del Régimen Especial que pudiera ser vertida a su red, cuando no hubieran optado para acudir al mercado diario”, siendo por tanto la redacción propuesta un desarrollo impropio de dicho reglamento. El propio OMEL reconoce tal situación, y de hecho presenta esta propuesta únicamente como alternativa señalando además la necesidad de que se valore su legalidad por parte de la CNE y el MINECO, dado el evidente interés de su aplicación.

El segundo viene motivado por la ausencia de medidas normativas adicionales, que permitan compensar suficientemente el efecto de la retirada a los distribuidores de la responsabilidad sobre los programas del Régimen Especial. Según la redacción propuesta, una parte significativa de la producción del Régimen Especial que no acude al mercado, no tendría ningún incentivo para presentar programas ajustados a su producción real, ni ajustarla en los mercados intradiarios. Esta situación perjudicaría notablemente la calidad de los resultados del mercado, en cuanto al equilibrio real entre generación y demanda conseguido, obligando con toda probabilidad a un mayor empleo de servicios complementarios que encarecerían el precio final de la electricidad. Sería por tanto necesario hacer recaer sobre cada una de las instalaciones Régimen Especial (independientemente de su tecnología) o en su defecto sobre algún otro sujeto, las consecuencias o responsabilidad de sus desvíos, de manera que la función de previsión que actualmente realiza el distribuidor continúe siendo realizada adecuadamente.

En tanto no se modifique la normativa de rango superior en este sentido, una posibilidad más acorde con el espíritu del Real Decreto 2019/1997, consistiría en permitir que los distribuidores presentasen al mercado diario una oferta de compra por su demanda neta, tal como establece el Real Decreto 2019, pero permitiendo que en aquellos casos en los que la demanda neta resulta negativa, pudiesen presentar una oferta de venta por la energía en exceso, entendiendo que tal oferta no es más que una expresión de la oferta neta de demanda. Esto resolvería la situación actual en la que las distribuidoras con saldo negativo se ven obligadas a esperar al mercado intradiario para vender dicha energía, afectando al balance generación-demanda del sistema y al coste de adquisición de dicha energía, aunque no resolvería todos los inconvenientes ocasionados a los distribuidores por la obligación de gestionar la producción del Régimen Especial. No obstante esta solución, aunque más acorde con la intención del Real Decreto 2019/1997, tampoco se ajustaría a lo dispuesto en el texto del mismo, si bien esto último resulta de imposible cumplimiento dado que en los casos considerados resultarían ofertas de demanda negativas.

Sobre la verificación de ofertas en las interconexiones internacionales

La verificación de las ofertas presentadas por los agentes para el uso de las interconexiones internacionales ha sido objeto de dos conflictos resueltos por esta Comisión en los últimos años, poniendo de manifiesto la necesidad de regular de manera unívoca la forma de realización de este tipo de validaciones por parte de OMEL. Una forma apropiada de lograr este objetivo consiste en definir con precisión, en las propias Reglas de Funcionamiento del Mercado, los límites frente a los que se

validarán las ofertas, permitiendo así que las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se autoriza la realización de operaciones de intercambio de energía a través de las fronteras del sistema eléctrico español, puedan tener un contenido más sencillo y uniforme haciendo referencia simplemente a lo previsto en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

Con respecto a los valores frente a los que se han de validar las ofertas, cabe referirse a lo dispuesto en la Resolución de 16 de octubre de 2002 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se interpreta el límite de la energía máxima a importar o exportar establecido en las resoluciones de autorización de intercambios internacionales (que prevé que se verifiquen las ofertas frente a la suma de los valores de capacidad de importación y exportación publicados por el Operador del Sistema). No obstante, en algunos casos muy particulares, cuando los valores de la capacidad de importación y exportación publicados por el Operador del Sistema para una interconexión sean ambos muy reducidos y exista interés en realizar transacciones en ambos sentidos en una interconexión, puede impedirse innecesariamente la realización de transacciones. Para evitarlo podrían establecerse unos valores mínimos por interconexión que se aplicarían siempre y cuando la suma de capacidades de importación y exportación fuese inferior a dichos valores.

En el caso del mercado intradiario, puede suceder que la suma de valores de las capacidades publicadas de importación y exportación sea inferior a la capacidad efectivamente disponible, debido a la previa realización de transacciones en sentido contrario y a la posibilidad de que se haya reducido posteriormente la capacidad disponible. En estos casos deberían aceptarse ofertas, al menos, hasta el valor de la capacidad neta disponible.

En definitiva se recomienda que la validación de las ofertas se realice frente al máximo de los siguientes tres valores:

- Suma de los valores de capacidad de importación y exportación publicados por el Operador del Sistema.
- Valor mínimo por interconexión (por ejemplo el 50% del valor de capacidad máximo histórico publicado por el OS en el sentido respectivo).
- Capacidad neta disponible, teniendo en cuenta las transacciones realizadas en sentido contrario en la misma interconexión en mercados anteriores.

Sobre las Instrucciones de OMEL

Tanto el contrato de adhesión como la Regla 66 en su punto 3 recogen la posibilidad de que OMEL dicte las Instrucciones que resulten necesarias para la mejor aplicación

de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, las cuales deberán ser cumplidas por los agentes vendedores y compradores que participen en el mercado de producción de energía eléctrica.

La experiencia demuestra que una redacción tan amplia como la existente, permite a OMEL dictar instrucciones que constituyen realmente parte integrante de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, como desarrollo de lo dispuesto en el Real Decreto 2019 y otras normas como el Real Decreto 1955/2000. Es decir, con la redacción actual de la regla propuesta puede suceder, como de hecho ya ha ocurrido, que una instrucción de OMEL cree nueva normativa desarrollando elementos ya previstos en Reales Decretos pero no desarrollados, o interpretando o modificando interpretaciones sobre la aplicación de los mismos, sin el debido control por parte del MINECO y de la CNE, como prevé el Real Decreto 2019/1997.

Aún cuando los elementos más operativos de la Gestión Económica, tales como los referentes a los accesos a los sistemas informáticos del mercado, 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 las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

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 Mercado para precisar lo dispuesto en las Reglas con respecto al acceso a sus sistemas de información.

Sobre la habilitación para el uso de medios electrónicos de comunicación del OM

La habilitación para el uso de los medios electrónicos del Operador del Mercado constituye un aspecto esencial para garantizar la independencia en la participación en el mercado de los diferentes agentes, evitando facilitar la coordinación de los mismos en la presentación de ofertas.

No obstante, parece razonable permitir que las ofertas realizadas por empresas de un mismo grupo empresarial que realizan la misma actividad, sean realizadas de forma conjunta, evitando con ello poner trabas operativas a la libre organización societaria. Lo anterior, como bien recogen las reglas, no puede justificar la presentación de

ofertas de manera conjunta por entidades que realizan actividades reguladas y libres, en justa concordancia con el mandato legal de separación de actividades. Igualmente, esta exigencia debe trasladarse a aquellas empresas de un mismo grupo que realizan actividades diferentes, es decir generación o comercialización.

La reforma propuesta, una vez modificada como se acaba de indicar, contribuye a realizar el objetivo de permitir que empresas de un mismo grupo que realizan la misma actividad, puedan organizar centralizadamente sus ofertas, si bien para conseguirlo completamente debería permitirse que con una misma tarjeta de usuario se pudiesen realizar operaciones en nombre de las diferentes sociedades, aspecto que ha sido reclamado por los agentes y que no representa, en opinión de esta Comisión, ninguna diferencia esencial con respecto a la propuesta de OMEL, con la ventaja de simplificar la participación en el mercado de los agentes.

Con respecto a las demandas de algunos agentes de menor tamaño que han solicitado poder participar en nombre de varios agentes diferentes simultáneamente, debe señalarse que esta posibilidad equivaldría a extender la figura del “agente vendedor” (o comprador), creada para representar al régimen especial por el Real Decreto Ley 6/2000, al resto de actividades. Sin entrar a valorar dicha posibilidad, no recogida en la legislación actual, sí cabe señalar que no se considera que las Reglas de Funcionamiento del Mercado sean el lugar apropiado para hacerlo, requiriendo de la adopción de normativa expresa para establecer no sólo la figura, sino también los derechos y obligaciones básicos que la definen.

Sobre el servicio de regulación secundaria

La propuesta de OMEL prevé que el coste correspondiente a la provisión de Banda de Regulación Secundaria sea sufragado por todos los agentes, productores y consumidores, frente a la situación actual donde son los consumidores y sólo los productores no incluidos en una zona de regulación quienes hacen frente a dicho coste.

La justificación aportada por OMEL se basa en que la banda de regulación secundaria es un seguro para todos los agentes, que les permite no ajustarse estrictamente a las cantidades contratadas, en un caso a producir y en otro a consumir.

Por su parte, los agentes generadores argumentan que las propias zonas de regulación proporcionan el servicio de regulación para las unidades de producción que se encuentran incluidos en las mismas, de manera que no tendrían por qué hacer frente al coste de la regulación secundaria. Esta afirmación es correcta con respecto al coste de la energía de regulación secundaria y, de hecho, no se propone que

sufraguen ningún coste por dicha energía en tanto no la utilicen. Sin embargo, cuando se produce el fallo de una unidad es posible, dependiendo del tamaño de la misma y de la respuesta de la zona de regulación, que el desvío provocado no sea cubierto únicamente por su zona, empleando para ello la banda de regulación secundaria que fue contratada por el Operador del Sistema, tanto en su misma zona como en otras. Según lo anterior, cabe concluir que las zonas de regulación no siempre cubren bilateralmente todas las necesidades de regulación de las unidades incluidas en las mismas, teniendo por tanto cierta responsabilidad sobre la provisión de banda de regulación que realiza el Operador del Sistema. Pero por otra parte, también es cierto que una proporción significativa de sus necesidades de banda de regulación es provista de forma bilateral. Además existe una penalización por no proveer el 100% de las necesidades de regulación de la zona, si bien esta penalización no es suficiente para compensar el coste de la banda necesaria que se dota en todo momento como salvaguarda del sistema. Para mayor complejidad, la contribución de cada unidad, de venta o de adquisición, a las necesidades de banda de regulación es muy diferente, dependiendo de su tamaño y de la regularidad y previsibilidad de sus consumos o producciones.

Al margen de la modificación del criterio de imputación de costes de la banda de regulación, sería necesario abordar una reforma mayor de la regulación del Servicio de Regulación Secundaria, analizando la conveniencia de mantener zonas de regulación con capacidad de prestación bilateral de parte de los de servicios de regulación y revisando las señales enviadas a las zonas de regulación que no adquieren compromisos significativos de banda de regulación, y que en algunos casos obtienen una retribución injustificada por regulación secundaria.

En conclusión, se recomienda instar al Operador del Sistema para que realice urgentemente una revisión, en profundidad, del Servicio de Regulación Secundaria, incluyendo la forma adecuada de imputación de los costes del servicio a los diferentes agentes que participan en el mismo.

Un aspecto que podría analizarse por el Operador del Sistema en dicha revisión, es la distinción entre la banda de regulación que es efectivamente utilizada y aquella que no ha sido necesario utilizar en un período determinado. Esta distinción permitiría asignar el uso de la banda como un coste más del desvío, ya que son efectivamente quienes se desvían los que utilizan dicha banda, haciendo que el resto de unidades que no se han desviado no soporten más que el coste del exceso de banda que ha sido necesario mantener por seguridad.

Por otra parte, la regulación actual del Servicio de Regulación Secundaria, en cuanto a la repercusión de su coste fijo, está favoreciendo que los productores en Régimen

Especial que acuden al mercado lo hagan a través de agentes vendedores que disponen de zonas de regulación. De esta manera, la participación del Régimen Especial en el mercado está contribuyendo a acentuar el grado de concentración del mismo, en lugar de constituir una fuente de competencia, tal como parecía pretender el Real Decreto Ley 6/2000. Al margen de la modificación transitoria que se propone a continuación, esta Comisión considera que deberían adoptarse las medidas normativas necesarias para limitar la capacidad de los agentes generadores en Régimen Ordinario con una cuota de mercado elevada, de representar a productores en Régimen Especial. Todo ello al margen de la consideración que tales actividades, de por sí, puedan tener en el ámbito de la legislación de competencia, aspecto que está siendo analizado por esta Comisión.

Temporalmente, mientras el Operador del Sistema realiza una propuesta de modificación más amplia del servicio complementario, se considera adecuado modificar el criterio de imputación de los costes de banda de regulación secundaria, para favorecer la participación independiente de los productores en Régimen Especial. Con respecto al criterio concreto a utilizar, se propone realizar la modificación que, cumpliendo el objetivo anterior, suponga el menor impacto posible sobre el mercado de producción, habida cuenta de la temporalidad de la medida. Para ello se propone repercutir dicho coste exclusivamente a las unidades de demanda, lo que en definitiva es prácticamente lo que ha venido ocurriendo hasta la actualidad. Esta medida no debe, además, producir un efecto neto muy diferente al propuesto por OMEL, ya que la imputación de un coste variable a los generadores, como propone OMEL, se trasladaría directamente a los precios del mercado, sin ningún beneficio real para los consumidores y, sin embargo, sí podría afectar a la actual configuración de las zonas de regulación y al equilibrio de ingresos que actualmente definen los límites de imputación de CTC's y de cobro de prima específica para centrales que consumen carbón nacional

Se recomienda, por tanto, cambiar temporalmente el criterio de imputación de los costes de banda de regulación secundaria, de forma que sean las unidades de demanda, excepto el bombeo y las exportaciones, quienes hagan frente a dicho coste y que se inste al Operador del Sistema a que realice urgentemente una revisión, en profundidad, del Servicio de Regulación Secundaria.

Sobre la realización de contratos entre comercializadores

La Regla 33, en el subíndice 3.3, recoge la *"instrumentación de nuevas formas de contratación de los comercializadores"*, refiriéndose a la posibilidad de venta de energía entre comercializadoras. Esta Regla 33.3.3 viene a recoger, como indica el

propio OMEL, lo actualmente dispuesto en la instrucción de OMEL 1/2001. Como se analiza a continuación, lo previsto en dicha Regla desarrolla una forma de contratación que no está contemplada en la normativa actual, aunque previamente lo haya estado con carácter transitorio.

El Real Decreto 1955/2000 establece, en su artículo 71, los derechos y obligaciones de los comercializadores y entre ellos las posibilidades de contratación que les son permitidas: *“Contratar libremente el suministro de energía eléctrica con aquellos consumidores que tengan la condición de cualificados y con otros sujetos cualificados según la normativa vigente”*. Por su parte la Ley del Sector Eléctrico en su artículo 9.3 establece que: *“Los productores que participen en el mercado de producción, los distribuidores y los comercializadores tendrán, en todo caso, la consideración de cualificados a efectos de la adquisición de la energía”*. De lo anterior se deduce que los comercializadores pueden contratar libremente con productores, distribuidores y comercializadores, aunque sujetos a lo que disponga la normativa vigente.

El Real Decreto 2019/1997 establece de forma restrictiva las posibilidades atribuidas a los comercializadores para la compra y la venta de energía, permitiéndoles únicamente adquirir energía en el mercado de producción organizado, entendiéndose por tal los mercados Diario e Intradía. Es decir, no se prevé que los comercializadores puedan vender energía a otros comercializadores, ni que la puedan adquirir directamente de otros sujetos cualificados.

La necesidad de desarrollo explícito de las posibilidades concedidas a los comercializadores para la contratación de su energía viene refrendada por el Real Decreto Ley 6/2000, que establece, en su artículo 21, nuevas formas de contratación de los comercializadores: *“Los comercializadores de energía eléctrica podrán realizar contratos de adquisición de energía eléctrica con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad en régimen especial y a partir del 1 de enero de 2003 o cuando todos los consumidores tengan la condición de cualificados, también con productores nacionales en régimen ordinario. Dicha energía podrá venderse a los consumidores cualificados o integrarse en los mercados diarios o intradía existentes”*. Según lo anterior, los comercializadores disponen de nuevas formas de contratación que se unen a las anteriormente citadas, pero ninguna de ellas prevé la compra o venta de energía a comercializadoras nacionales. Por una parte, la referencia a empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea, sólo cabe interpretarse en referencia al resto de países de la Unión, dado que posteriormente precisa los derechos concretos con respecto a empresas nacionales. Así mismo, se dispone que la energía adquirida por los comercializadores puede ser vendida a los consumidores cualificados o integrarse en los mercados

diario e intradiario, no previéndose la posibilidad de reventa a otros comercializadores u otros sujetos cualificados diferentes de los consumidores.

Únicamente el Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, en su disposición transitoria única, establece que los comercializadores pertenecientes a empresas de distribución a las que fuese de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico, podrán adquirir a otros comercializadores la energía necesaria para su venta a los consumidores cualificados, hasta la fecha límite de 2002.

A la vista de lo anterior, se constata que la propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado recoge una posibilidad de contratación no prevista en la normativa vigente. Sin perjuicio de que se valore positivamente la nueva forma de contratación propuesta, se considera que requiere la adopción de normativa expresa al efecto, previendo el desarrollo de todos los aspectos necesarios para garantizar que su ejecución y supervisión cumplen todas las garantías necesarias.

Sobre la información de medidas en la operación del mercado

Como ya se ha señalado en el apartado III, la gestión del sistema de medidas corresponde a la Gestión Técnica del Sistema como se desprende del Artículo 4 del Real Decreto 2018/1997, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de energía Eléctrica, que dispone que *“el Operador del Sistema recibirá y realizará el tratamiento de la información sobre medidas”*.

En el mismo Real Decreto 2018/1997, en su artículo 7, con respecto a las funciones del Operador del Mercado en el ámbito de las medidas y de su confidencialidad se dispone que *“el Operador del Mercado dispondrá de la información de medidas que le resulte imprescindible para el desempeño de sus funciones...”*.

Según lo anterior el contenido de la Regla 53.2 no debe formar parte de las Reglas de Funcionamiento del Mercado sino de los Procedimientos de Operación del Sistema.

Igualmente se considera inadecuado el requerimiento realizado a los distribuidores para que comuniquen a OMEL las tarifas de acceso de los puntos frontera de sus consumidores cualificados. Dicha información referente a las tarifas de acceso no es necesaria para la realización de las funciones de mercado libre encomendadas a OMEL, y ya es comunicada a la CNE para la realización de las funciones de liquidación de las actividades reguladas.

La Regla 64.1.8 debe ser modificada para recoger únicamente aquella información imprescindible para realizar la liquidación del mercado, conforme dispone el Real

Decreto 2018/1997. Particularmente, en lo que respecta a clientes, no será necesario que el Operador del Mercado disponga de información individualizada excepto en aquellos casos en los que los clientes participen directamente en el Mercado de Producción, independientemente del tamaño de los mismos (es decir, también se enviará agregada la información de los clientes tipo I y II).

Por otra parte, en la memoria justificativa de la propuesta, se propone con respecto a la regla 61, sobre garantías, incluir la posibilidad de que los agentes envíen medidas directamente a OMEL a efectos exclusivos de la determinación de las garantías. Nuevamente se considera que esta función de recepción de medidas ya existe en el sistema y debe desempeñarla el Operador del Sistema.

Como ya se ha señalado en el apartado III, la realización por OMEL de funciones de tratamiento de la información de medidas, encomendadas al Operador del Sistema, supone una duplicación de actividades y por tanto un aumento injustificado del coste de la gestión del sistema que finalmente tiene su reflejo en los precios regulados pagados por todos los consumidores, al margen de los problemas que puede ocasionar para la correcta coordinación y cooperación entre los operadores del sistema y del mercado.

Sobre el cierre de medidas para las liquidaciones

Relacionado con lo anterior está lo previsto en la regla 58.4.1, según la cual el Operador del Mercado realizará la liquidación definitiva transcurrido un cierto plazo de tiempo aunque no disponga de todas las medidas, estimando para ello aquellas medidas de las que no dispone. Nuevamente, la función de estimar medidas corresponde al Operador del Sistema y a los Encargados de Lectura y en ningún caso al Operador del Mercado.

El fin perseguido por OMEL con esta propuesta está previsto que se alcance, de una manera más organizada y completa, en el ámbito de la normativa de medidas a través de los correspondientes Procedimientos de Operación del Sistema, que han sido objeto de informe por esta Comisión el 15 de julio de 2003 (“Informe sobre la propuesta de Procedimientos de Operación PO 10.1, PO 10.2, PO 10.3, PO 10.4, PO 10.5, PO 10.6 y PO 10.11”). Cabe señalar que dichos Procedimientos de Operación del Sistema, aunque sean realizados a propuesta del Operador del Sistema, contienen los resultados del grupo de trabajo creado a tal efecto el pasado año 2002 en esta Comisión, con ocasión de los trabajos a realizar para preparar la plena elegibilidad de los clientes en el sector eléctrico.

Se considera pues necesario eliminar de la propuesta de Reglas esta posibilidad.

Sobre las liquidaciones anticipadas

Con ocasión del informe sobre la actual Regla 23, sobre garantías, ya se expuso la necesidad de eliminar las liquidaciones anticipadas, que carecen de sentido tras la modificación realizada el pasado mes de mayo del Real Decreto 2018/1997, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de energía Eléctrica. A continuación se reproduce el texto correspondiente de dicho informe:

“Relacionado con lo anterior está la figura de la “liquidación definitiva” que permite beneficiarse de precios de desvíos reducidos a aquellos agentes que disponen de medidas firmes y a la que se hace referencia en la propuesta de Regla 23. Esta modalidad de liquidación ha cumplido su misión en un escenario donde los comercializadores realizaban labores de medida de los clientes y éstos disponían de equipos con capacidad de telemida. En el nuevo escenario definido por el RD 1955/2000 y ratificado por el RD 1164/2001 y el RD 385/2002, en el que los distribuidores son los encargados de lectura, y donde la mayoría de consumidores son leídos por procesos convencionales, los medios que se han de emplear para conseguir que las medidas estén disponibles en plazos adecuados son diferentes, haciendo innecesaria la figura de la “liquidación definitiva”. Es más, la aplicación de una regla de este estilo puede resultar discriminatoria para unos agentes respecto de otros, cuando la posibilidad de aprovecharse de ella depende fundamentalmente de la actuación de terceros y no del comportamiento propio”.

Lo anterior establece los motivos para su eliminación el caso de los consumidores. En el caso de los generadores existen dos motivos adicionales para eliminar esta posibilidad. El primero es que ya existen incentivos suficientes para el envío puntual de la información de medidas, a través de la regulación de garantías. El segundo es que la experiencia acumulada es estos años no ha sido, en absoluto, positiva, habiendo beneficiado a agentes que no han cumplido la normativa de medidas, como se pretendía desde esta Comisión cuando se promocionó tal medida.

Se recomienda, en definitiva, su eliminación tanto para consumidores, como para generadores.

Sobre la información a remitir a la Comisión Nacional de Energía

La Regla 25 recoge un conjunto de informaciones que OMEL remitirá semanalmente a la CNE. El envío de dicha información está motivado, según argumenta OMEL, en que constituye información que puede ser conveniente supervisar.

El acceso a la información de las transacciones realizadas en el mercado de producción de energía eléctrica, constituye un elemento esencial para que esta Comisión pueda desempeñar adecuadamente la función encomendada por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, de velar para que los sujetos que actúan en los

mercados energéticos lleven a acabo su actividad respetando los principios de libre competencia. En este sentido la propia Comisión ha identificado esta necesidad, siendo prueba de ello la Circular 2/1999 de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, sobre obtención de información de la Compañía Operadora del Mercado Eléctrico S.A y, precisamente por lo anterior, la mayor parte de la información que propone OMEL enviar semanalmente a esta Comisión ya se encuentra disponible en la misma.

Por otra parte, siendo responsabilidad de esta Comisión la supervisión del mercado, no se considera adecuado que sea OMEL quien proponga en las Reglas de Funcionamiento del Mercado el contenido de información que esta Comisión debe manejar. Por otra parte, si dicha información pretendiese responder a lo previsto en el artículo 27 del Real Decreto 2019/1997, sobre las funciones del operador del mercado, en relación con su obligación de *“comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo”* en opinión de esta Comisión debería producirse una comunicación que incluyese justificación detallada del hecho o comportamiento concreto, identificando si procede al agente que lo ha ocasionado, y no el envío de una información sistemática sin identificación de si de la misma se deriva, a juicio de OMEL, comportamiento alguno que pueda considerarse afecta al correcto funcionamiento del mercado.

Sobre el criterio de reparto de sobrecostes

La propuesta de Reglas modifica el criterio de imputación de sobrecostes derivados de la resolución de restricciones técnicas y de la banda de regulación secundaria, en el primero de los casos para corregir la situación actual que favorece las compras en el mercado intradiario frente a las realizadas en el mercado diario sin ninguna justificación. En el mismo sentido se expresó esta Comisión con ocasión de la propuesta de modificación de la regulación del proceso de resolución de restricciones técnicas, realizada en abril de 2002.

Con respecto a la propuesta de modificación concreta realizada, que se basa en imputar los costes al máximo programa registrado por una unidad en diferentes procesos, cabe señalar que puede generar problemas similares a los que pretende resolver. Esto es así, dado que al imputar los costes al máximo programa registrado de una unidad, resulta más conveniente adquirir menos energía en los primeros mercados. La razón se encuentra en que el coste de aumentar el consumo de energía en mercados posteriores es inferior al de reducirlo, debido a que en este segundo

caso se ha de hacer frente a sobrecostes no sólo por la energía que se consume sino además por la que se ha reducido.

Una solución más adecuada consiste, como propuso esta Comisión en el referido informe sobre restricciones técnicas, en repartir los costes directamente sobre las medidas de energía.

Sobre la formación del precio en el mercado intradiario

El Real Decreto 2019/1997 establece, en su artículo 10, que el precio del Mercado Diario será el correspondiente a la oferta de venta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda prevista. El motivo de esta forma de determinación del precio, que ya a comienzos de 1998 motivó que se modificase el algoritmo inicial utilizado por OMEL, es proteger a los consumidores de la posibilidad de que se produzcan precios de mercado superiores a los costes marginales de producción del sistema. Esta forma de determinación del precio es, además, consistente con la existencia de pagos por la capacidad disponible, los denominados pagos por garantía de potencia.

Por su parte, el mismo Real Decreto en su artículo 16 dispone que la casación del Mercado Intradiario se realizará en los mismo términos previstos en el artículo 10 para el Mercado Diario. El objetivo no es otro que evitar arbitrajes entre ambos mercados, teniendo en cuenta que lo expuesto para el Mercado Diario es igualmente válido para el Mercado Intradiario.

La posibilidad de que en el Mercado Intradiario se alteren las posiciones compradoras y vendedoras de los agentes del mercado, no es justificación suficiente para alterar los principios de formación del precio justamente establecidos por el Real Decreto 2019/1997. Lo contrario podría además dificultar la adecuada supervisión del mercado eléctrico en las situaciones más críticas, al alterar los principios básicos de formación de los precios en el mercado de producción.

En consecuencia se considera que la determinación del precio del mercado intradiario debe mantenerse como en la actualidad, adoptando la opción B de las propuestas en el anexo XX por el Operador del Mercado.

Sobre la suspensión de agentes comercializadores

En el informe relativo a la Regla 23, sobre garantías, se expresó la necesidad de regular adecuadamente las bajas de comercializadores, previendo los plazos necesarios para la comunicación a sus clientes, al efecto de que éstos puedan

cambiar de comercializador o volver a tarifa antes de la suspensión del suministro. Se reproduce a continuación el texto correspondiente de dicho informe:

« El artículo 86 del RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece que las reglas de funcionamiento del mercado de producción:

“deberán incluir en todo caso los procedimientos a seguir:

- a) En el supuesto de que los agentes que adquieren energía del mercado mayorista incumplan sus obligaciones de pago, así como las comunicaciones que en estos casos deben realizarse entre los diferentes agentes del mercado.

...

Estas reglas deberán garantizar la comunicación de estos hechos al ministerio de Economía, a la Comisión Nacional de Energía, así como a los consumidores y agentes afectados, en un plazo que no podrá exceder en ningún caso los cinco días hábiles”.

Según lo anterior las Reglas de Funcionamiento del Mercado son las encargadas de establecer los procedimientos detallados de información en caso de impagos, al objeto de garantizar que esta situación perjudica lo mínimo posible a terceros. Sin embargo, esta función sólo es cumplida parcialmente por las actuales Reglas y tampoco la propuesta de modificación de la Regla 23 da solución a este problema, cuando parece quizá el lugar adecuado para realizarlo.

En concreto es necesario prever la comunicación a los consumidores, a través de su distribuidor, de la suspensión de su comercializador como agente del mercado, ya que en estos casos dichos consumidores deben buscar un nuevo suministrador. A estos efectos, la suspensión de un comercializador debe conocerse con una antelación suficiente para que los consumidores puedan encontrar un nuevo suministrador.

La propuesta de redacción mantiene la figura de la “suspensión provisional”, con efecto inmediato y por un plazo de hasta 7 días antes de su comunicación al MINECO y la CNE. Esta figura debe analizarse con detalle en el caso de los comercializadores, conforme a lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, en el que se prevé el procedimiento de notificación en los supuestos de rescisión o finalización de contratos de adquisición de energía en baja tensión, dado que la suspensión de un comercializador como agente del mercado debe significar la invalidez de sus contratos de suministro a clientes, al no tener sentido que el comercializador no esté habilitado a comprar y sí a vender a sus clientes. El efecto inmediato de la suspensión supone la imposibilidad de los consumidores de conocer el hecho y proceder a la búsqueda de un nuevo suministrador. Por otra parte, resulta difícil comprender que un comercializador que suspende por un plazo breve, menos de 7 días, su suministro a clientes, pueda volver a su actividad normal transcurrido dicho plazo cuando sus clientes ya han debido buscar un nuevo suministrador ».

Se identificaron entonces dos carencias diferentes. La primera consiste en la posibilidad de que se produzca la suspensión de un comercializador en el mercado, aunque sea provisional o cautelar, sin un plazo suficiente para que sus consumidores inicien una nueva relación comercial con otro suministrador. Sobre este aspecto no se

ha producido mejora alguna en la nueva propuesta de Reglas, debiendo ser ésta adaptada de forma que las garantías de los comercializadores cubran un período de negociación suficiente para permitir a los consumidores adoptar sus decisiones de cambio de suministrador o de vuelta a tarifa conforme dispone la normativa vigente.

El segundo aspecto requería definir las comunicaciones que en estos casos deben realizarse entre los diferentes agentes del mercado. En este caso la nueva propuesta de Reglas sí supone un cambio sustancial respecto de la situación actual, previendo la comunicación a los consumidores afectados. Sin embargo la forma de realizarlo no parece la más eficiente, ya que requiere que sea el propio OMEL quien comunique la situación a los clientes afectados, aún cuando éstos no sean agentes del mercado, obligando a los distribuidores a comunicar a OMEL los datos de los clientes afectados.

Esta práctica supone por una parte un retraso en el proceso de comunicación que requiere una comunicación intermedia de un volumen importante de datos entre los distribuidores y OMEL. En segundo lugar resulta inconsistente con todo el proceso de gestión y administración de contratos, recientemente regulado por el Real Decreto 1435/2002, que asigna la responsabilidad de comunicación con los clientes a los distribuidores. Finalmente éste modo de proceder supone la creación por parte de OMEL de sistemas duplicados respecto de los existentes en los distribuidores, que no son necesarios para la realización de las funciones encomendadas al Operador del Mercado y repercutirían en un mayor coste de la Gestión Económica del Sistema. Por tanto se considera que la comunicación a los clientes finales deben hacerla los distribuidores previa comunicación de OMEL a los mismos de la situación de baja del comercializador, no siendo necesario que OMEL registre y organice la información sobre los clientes finales que no sean agentes del mercado.

Lo mismo puede decirse sobre lo previsto en el anexo XIII, sobre garantía de potencia, donde se solicitan los datos de la tarifa de acceso de cada uno de los clientes de los comercializadores cuando, a través de la información agregada de medidas, OMEL dispone de información suficiente para el desempeño de sus funciones.

Sobre la unidad de contratación en el mercado

En la Regla 17 se prevé que la unidad de contratación en el mercado sea el MWh con tres decimales, o lo que resulta equivalente el kWh. Sin entrar a valorar la adecuación de dicha unidad de contratación para un mercado mayorista de electricidad, como lo es el Mercado de Producción de Energía Eléctrica, en estricto respeto del criterio técnico del Operador del Mercado; sí resulta necesario que se adapten los sistemas

de casación de ofertas para garantizar que los programas en las interconexiones internacionales sean múltiplos del MWh, sin decimales, tal como está acordado que se realizarán los intercambios entre los operadores de los sistemas en la UCTE.

Sobre las modificaciones de horarios de las sesiones del Mercado Intradía

La propuesta de Reglas prevé que el Operador del Mercado pueda modificar los horarios de las sesiones y la distribución de tiempos interna de cada sesión, previa consulta al Comité de Agentes del mercado y al Operador del Sistema.

La variación de tiempos interna puede afectar a los tiempos disponibles para las actividades que debe realizar el Operador del Sistema. Siempre que esto suceda, la variación de tiempos debe realizarse con el acuerdo explícito del Operador del Sistema, para evitar que la modificación realizada afecte a la adecuada Gestión Técnica del Sistema. Se debe, por tanto, elevar la participación del Operador del Sistema a acuerdo explícito desde la simple consulta prevista en la propuesta.

Con respecto al número de sesiones, la tramitación a través de CNE y MINECO se considera adecuada, si bien el número de sesiones inicial debe mantenerse en las 6 actuales, toda vez que la séptima sesión estaba dedicada al proceso de resolución de restricciones, que como ya se ha indicado debe revisarse completamente.

Sobre las ofertas por defecto presentadas por OMEL

La propuesta de Reglas, en su Regla 28, prevé la presentación de ofertas de forma automática para aquellas unidades de adquisición cuya cuota de mercado sea significativa y no hayan presentado oferta en la sesión.

La medida anterior persigue evitar las grandes distorsiones que se producen en los resultados del mercado, cuando alguno de los agentes incumple sus obligaciones de oferta, tal como ha ocurrido en ocasiones puntuales en los últimos tiempos. El fin perseguido por esta medida se considera muy positivo, teniendo en cuenta que en el mercado organizado español se negocia prácticamente el 100% de la demanda peninsular, y que la ausencia de una demanda significativa en el mercado produce alteraciones importantes en los precios del mercado y en los programas de producción. Aunque la medida no permite evitar todas las circunstancias similares que se pueden producir, se considera un equilibrio adecuado entre la protección del funcionamiento del mercado y el respeto a la libertad de actuación de los agentes en un mercado libre.

Sin embargo, pueden existir recíprocamente afecciones al mercado de la misma o mayor gravedad producidas por la ausencia de ofertas de venta, por parte de unidades obligadas a presentarlas, que no reciben un tratamiento similar. Las mismas justificaciones de protección del resultado del mercado podrían justificar en este caso la adopción de medidas paralelas.

Sobre las altas y bajas de unidades en el sistema

El Operador del Sistema indica en sus observaciones a la propuesta de Reglas, que debe incluirse a este operador en las comunicaciones previstas en las Reglas correspondientes a las altas y bajas de unidades en el sistema. Esta necesidad se extendería al menos a las reglas 9 y 14, y resulta del todo procedente para que el Operador del Sistema pueda cumplir adecuadamente sus funciones.

VI. COMENTARIOS SOBRE OTROS ASPECTOS NO RECOGIDOS EN LA PROPUESTA

Sobre la casación de los contratos internacionales recogidos en la disposición transitoria novena de la Ley 54/97

En la resolución del conflicto planteado por Red Eléctrica de España, en relación con el tratamiento del contrato de suministro suscrito entre EDF y REE en los mercados Diario e Intradía, se analiza la situación regulativa de los contratos recogidos en la Disposición Transitoria Novena 3 de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Se extracta a continuación parte de dicha resolución:

« La Disposición Transitoria Novena 3 de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico establece que: “ Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 13.4 de la presente Ley, los contratos que, teniendo por objeto intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica a largo plazo hubieran sido suscritos por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley, mantendrán su vigencia hasta que se produzca su extinción, conforme al período de finalización pactado en el contrato.

La energía que tenga su origen en los mencionados contratos, se retribuirá al precio y en las condiciones previstas en los mismos y quedará excluida del sistema de ofertas”.

Según lo anterior, el contrato entre EDF y REE no es objeto de la normativa general referente al mercado de producción de energía eléctrica, siéndole de aplicación lo dispuesto específicamente para el mismo en los desarrollos normativos de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico. Cabe señalar que, al menos, esta normativa habrá de establecer las condiciones de programación del citado contrato, ya que la Ley únicamente hace referencia a la retribución del mismo, pero no a cuándo éste debe ejecutarse.

La Disposición Transitoria Sexta al RD 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que: “Los contratos suscritos por «Red

Eléctrica de España, Sociedad Anónima», a que se refiere el apartado tercero de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, mantendrán su vigencia y operatividad al margen del mercado de producción, si bien habrán de ser tenidos en cuenta en la casación de ofertas, por su coste variable marginal en cada momento, sin perjuicio de las condiciones contractuales aplicables. La diferencia entre los pagos y cobros al mercado y los pagos y cobros que se deriven de dichos contratos se repercutirán a todos los consumidores finales en los términos que se determinen mediante Orden ministerial”.

Como se comprueba, el RD 2019/97 precisa los términos de programación del contrato entre EDF y REE, para lo que recurre a la utilización instrumental del mercado de producción, a pesar de tratarse de energías al margen del mismo. El objetivo evidente es determinar la programación del contrato, evaluando el interés de realizarlo en función de la existencia o no de energías sustitutivas que resulten más baratas que el propio contrato.

No establece, sin embargo, el RD 2019/1997 la sujeción del contrato a otros capítulos desarrollados por el propio RD 2019/1997, y en particular no se regula la participación explícita del contrato entre REE y EDF en la resolución de restricciones técnicas, por lo que puede interpretarse que el referido contrato no participa en dicho proceso.

Por otra parte su participación en el proceso de resolución de restricciones podría dar lugar a que el contrato no fuese despachado y la energía sustitutiva empleada resultase más cara para el sistema que el coste variable del contrato, lo cual como señala REE en sus alegaciones sería contrario a uno de los fines básicos de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, como es garantizar que el suministro se realice al menor coste posible.

La Orden de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019, establece en su punto Séptimo que: “... Los contratos suscritos por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», a que se refiere la disposición transitoria sexta del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de energía eléctrica que deberán ser tomados en consideración en la casación, son los siguientes:

Contrato de suministro de energía eléctrica suscrito por Electricité de France y «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» el 23 de diciembre de 1992 modificado por las adendas número 1 de 22 de febrero de 1994 y número 2 de 8 de enero de 1997...”

La misma orden establece en su punto Octavo, sobre criterios a considerar en la casación, que: “Respecto de los intercambios internacionales e intracomunitarios realizados por Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima, y a efectos de la casación diaria, el operador del mercado deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Contratos de importación: Antes del día 20 de diciembre de cada año y, en cualquier caso, diez días antes de que se produzca una revisión de precios, «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», comunicará al operador del mercado la potencia comprometida en MW y la mejor estimación del precio variable aplicable durante el año siguiente.

La información anterior será utilizada por el operador del mercado para realizar la casación diaria y establecer el orden de precedencia económica de la energía correspondiente al contrato. El operador del mercado establecerá las condiciones necesarias para asegurar que, en su caso, la integración de los contratos en la casación se realice cumpliendo las condiciones particulares de programación contempladas en el contrato. “

Esta Orden identifica al contrato objeto de este conflicto como uno de los contratos recogidos por la Disposición Transitoria Novena 3 de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

La referencia a que el coste variable del contrato sea empleado para la determinación del orden de precedencia económica, puede introducir incertidumbre sobre la sujeción del contrato entre EDF y REE al proceso de resolución de restricciones técnicas, donde dicho orden de precedencia económica es utilizado. Sin embargo la excepción hecha por la Disposición Transitoria Novena 3 de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, obliga a interpretar que los contratos recogidos en la misma están exceptuados del sistema de ofertas, salvo por su participación instrumental en los aspectos que explícitamente recojan los desarrollos de la Ley, no habiéndose establecido la participación expresa del contrato en el proceso de resolución de restricciones técnicas.

La Orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, establece en su punto Noveno sobre Restricciones técnicas en interconexiones internacionales: “

- 1. La resolución de restricciones en relación con línea de interconexión internacional se llevará a cabo respetando los criterios técnicos o de seguridad, sin que pueda existir reserva de capacidad salvo para los intercambios de apoyo cuya gestión corresponde al operador del sistema, según lo dispuesto en el artículo 36 del Real Decreto 2019/1997.*
- 2. De acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997 corresponde al operador del sistema elaborar el procedimiento de gestión de las interconexiones internacionales, que establecerá los mecanismos necesarios para la resolución de las posibles restricciones técnicas que se planteen respetando los siguientes criterios:*

El operador del sistema hará pública, con una antelación de una semana, la capacidad máxima de importación y exportación con cada uno de los países vecinos para cada período de programación del mercado de producción organizado, deducida la capacidad reservada para los intercambios de apoyo.

Una vez realizada la casación y tomando en consideración tanto las transacciones derivadas de la misma como los contratos bilaterales físicos a ejecutar, el operador del sistema determinará si se producen restricciones y en qué sentido se identificarán aquellas operaciones que resulten afectadas.

Realizado lo anterior, se repartirá proporcionalmente entre las transacciones afectadas derivadas del mercado de producción organizado y los contratos bilaterales físicos afectados la limitación en el volumen de energía a transitar a que dé lugar la restricción.

Una vez llevada a cabo la citada distribución entre los dos bloques de operaciones se procederá del siguiente modo:

a) Para las transacciones afectadas del mercado organizado, se atenderá a la oferta económica presentada para cada período de programación en el mercado de producción organizado y se procederán a retirar, en el caso de restricciones a la exportación, aquellas ventas que se hubieran ofertado a menor precio y, en el caso de importación, las ofertadas a mayor precio.

b) En el caso de los contratos bilaterales físicos afectados por la restricción, se presentarán por sus titulares al operador del sistema ofertas expresadas en pesetas/kilovatios hora para la adquisición de la capacidad disponible en la interconexión, quedando adjudicada empezando por la oferta más alta hasta la última que complete la citada capacidad.

Los ingresos obtenidos por el operador del sistema como consecuencia de esta subasta se integrarán como ingresos del mercado de producción organizado en la sesión correspondiente, tomándose en consideración en la liquidación.”

Esta Orden es desarrollo del RD 2019/1997, como se recoge en su exposición de motivos, y tanto el título como la exposición de motivos restringen su ámbito de aplicación a los agentes externos. Así, el punto Primero que establece el ámbito de aplicación de la misma establece lo siguiente: “De acuerdo con lo establecido en el apartado 2 del artículo 34 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, los productores, distribuidores, consumidores y comercializadores de países comunitarios y de países terceros podrán participar en el mercado de producción de electricidad, definido en el artículo 2 del citado Real Decreto, como agentes externos, previo cumplimiento de los requisitos que se establecen en la presente Orden”

Según lo anterior, el contrato entre EDF y REE no estaría regulado por esta Orden, existiendo una indefinición sobre el tratamiento que el referido contrato debe recibir en el caso de existencia de congestiones en las interconexiones, aspecto que no recogen ni la Disposición Transitoria Novena 3 de la Ley 54/97, ni la Disposición Transitoria Sexta al RD 2019/1997.

Las reglas 6.4 y 16.4 de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, realizan una función similar a la descrita en la orden de 14 de julio de 1998 para las ofertas que participan en los mercados diarios e intradiarios, sin que ello estuviese expresamente previsto en el desarrollo de la Ley 54/1997 y en particular en el RD 2019/1997 y en la mencionada Orden de 14 de julio de 1998.

De hecho, podría llegarse a considerar que estas reglas forman parte del proceso de resolución de restricciones en las interconexiones internacionales, a pesar de que éste debería recogerse, no en las reglas de funcionamiento del mercado, sino en un procedimiento de operación del sistema específico, aún no publicado, como se prevé en la Orden de 14 de julio de 1998. En consecuencia, atendiendo al contenido de las reglas 6.4 y 16.4, podría interpretarse que el contrato entre EDF y REE no está regulado por estas reglas.

Sin embargo, formalmente dichas reglas forman parte del proceso de casación, al cual el contrato entre EDF y REE está expresamente sujeto, sin salvedad alguna, como se recoge en la Disposición Transitoria Sexta del RD 2019/1997, de 26 de diciembre, de manera que sólo cabe concluir que el contrato entre EDF y REE está sujeto a las reglas 6.4 y 16.4 de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.

Lo anterior ha de entenderse sin perjuicio de que, como señala REE en su escrito de alegaciones, la sujeción del contrato entre EDF y REE al proceso definido por las reglas 6.4 y 16.4 resulta claramente discriminatoria en contra de éste, dado que su precio de oferta es conocido por todos los agentes que pueden fácilmente desplazar al contrato ofertando más barato que él, sin con ello reducir sus ingresos en el mercado, habida cuenta de que el precio al que se retribuyen las ofertas finalmente aceptadas es el precio marginal del mercado, independientemente de que éste sea superior al de las ofertas rechazadas en las interconexiones por falta de capacidad en las mismas.

Con respecto a la alegación de REE basada en que la retirada del contrato por su precio de oferta en las interconexiones internacionales, es contraria a uno de los fines básicos de la Ley 54/1997, consistente en garantizar que el suministro se realice al menor coste posible; cabe señalar que aún siendo cierto que su retirada como consecuencia de la aplicación de las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica 6.4 y 16.4 es contraria a garantizar que el suministro se realice al menor coste posible, ésta conclusión no es específica del tratamiento recibido por el contrato

entre EDF y REE, sino que es extensible al propio procedimiento definido por tales reglas, independientemente de las transacciones a las que se aplique.

En conclusión, en ausencia de una normativa de detalle que regule la participación de los contratos recogidos en la Disposición Transitoria Novena 3 de la Ley 54/97, en el reparto de capacidad en las interconexiones internacionales, se deduce que éstos no están sujetos a los procesos de resolución de restricciones pero que sí lo están a las reglas 6.4 y 16.4 de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, al formar éstas parte indisoluble de los procesos de casación a los que está sujeto el contrato entre EDF y REE, de acuerdo con la Disposición Transitoria Sexta al RD 2019/1997.

Lo anteriormente expuesto, pone de manifiesto nuevamente la ineficiencia del actual sistema de gestión de las interconexiones internacionales y la urgencia de su modificación, tal como puso de manifiesto esta Comisión en su informe de 5 de junio de 2001 “sobre la propuesta de orden por la que se modifica la orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica”, incluyendo la modificación de las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica. >>

De lo expuesto se deduce que las actuales Reglas de Funcionamiento del Mercado, con el necesario fin de evitar alteraciones en la normal formación del precio del mercado, recogen un proceso de casación que implícitamente realiza parte de las funciones que la Orden de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, asigna al Operador del Sistema.

Sin embargo, siendo necesaria la consideración de las capacidades de interconexión en la casación de los mercados Diario e Intradiario, se perjudica con ello la participación de los contratos recogidos en la Disposición Transitoria Novena de la Ley 54/97, que el regulador no ha querido someter a la gestión de las interconexiones internacionales. Los efectos de esta situación, junto con la existencia de un mecanismo ineficiente de gestión de las interconexiones, provoca que los consumidores españoles tengan que soportar un mayor coste por su energía, al no poder beneficiarse de las condiciones favorables que, en cuanto a coste variable, normalmente presentan dichos contratos frente a otras alternativas.

En enero de 2002, esta Comisión propuso al Ministerio de Economía una modificación de la mencionada Orden de Agentes Externos que, entre otras cosas, permitía garantizar la ejecución de tales contratos en las situaciones en las que resultasen beneficiosos para el conjunto de los consumidores españoles. Nuevamente se pone de manifiesto la necesidad de proceder a modificar dicha Orden, de acuerdo con lo previsto la propuesta realizada por esta Comisión, que fue presentada con el acuerdo del regulador francés y que se adjunta como Anexo II.

Mientras no se produzca dicha modificación, que requeriría una nueva revisión de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, éstas deben modificarse para permitir que los contratos referidos sean aceptados en la casación siempre que su precio sea inferior, o superior según el caso, al precio del mercado, con independencia del resto de transacciones que se pretendan realizar por las mismas interconexiones y sujetos únicamente a la existencia de capacidad suficiente para su realización individual.

Sobre la liquidación de contratos de apoyo con precio

La propuesta de Reglas no recoge el tratamiento de la liquidación de los contratos de apoyo de exportación que sean liquidados a través de compensaciones dinerarias. Al margen de que la valoración que merezca este tipo de contratos, que en opinión de esta Comisión deben restringirse a situaciones de verdadera necesidad imprevista, evitando cualquier actividad comercial o especulativa por parte de los operadores de sistema, las normas de liquidación deben contemplar esta posibilidad, máxime cuando ya se han ejecutado contratos con estas características.

Liquidación de los tránsitos de energía a través del sistema eléctrico español

REE formula, entre sus observaciones a la propuesta de Reglas, la necesidad de definir los tránsitos de energía eléctrica como transacciones únicas en todos los mercados, evitando su descomposición en dos partes tras el Programa Diario Viable. Reclama además que este tipo de transacciones no estén sujetas a asignación de pérdidas, de costes de garantía de potencia, de costes de servicios complementarios ni de costes de restricciones internas. Este tratamiento se justifica por sus propias características técnicas y también por coherencia con los trabajos emprendidos a nivel de la Unión Europea para eliminar las barreras al comercio internacional, que tienen su expresión en el Acuerdo ETSO de compensación entre los operadores de sistemas por los intercambios transfronterizos y finalmente en el de Reglamento de la UE sobre acceso a redes para intercambios transfronterizos.

Las modificaciones que serían necesarias para lograr que el tratamiento de los tránsitos de electricidad cumpla estrictamente con lo previsto en el Reglamento de la UE, trascienden el ámbito de las Reglas de funcionamiento del mercado y deberán ser abordados antes de su entrada en vigor en julio de 2004. Elementos como la resolución de las restricciones internas, el tratamiento de las congestiones en las interconexiones internacionales, la imputación de pérdidas de transporte o los pagos por garantía de potencia deben ser revisados.

Sin embargo sí es posible contribuir, a través de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, a esta revisión del tratamiento de los tránsitos de electricidad, eliminando los cargos por servicios complementarios que no son utilizados por los mismos. A este respecto, al tratar sobre el servicio de regulación secundaria, se ha propuesto exceptuar a las exportaciones del cargo por banda de secundaria.

Sobre la asignación de ingresos provenientes de las subastas de capacidad en las interconexiones internacionales

La propuesta de Reglas mantiene la redacción anterior que integra los ingresos de las subastas de capacidad en las interconexiones, como ingresos del mercado de producción organizado, tal como dispone la Orden de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales.

Sin embargo, el Real Decreto 1164/2001, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en su artículo 2.2, establece que *“las tarifas de acceso incluirán además como costes otros ingresos o pagos resultantes de los transporte intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en al normativa vigente”*. De acuerdo con esta redacción, los ingresos derivados de dichas subastas deberán integrarse en las liquidaciones de las actividades reguladas y no formar parte de los ingresos del mercado de producción, como sucedía anteriormente.

Sobre la liquidación con nuevas medidas tras la liquidación definitiva

El Real Decreto 2018/1997, por el que se aprueba el Reglamento de punto de medida de los consumos y los tránsitos de energía eléctrica, en su artículo 13, en la redacción dada por el Real Decreto 385/2002 que modifica algunos artículos del anterior, establece que las Reglas de Funcionamiento del Mercado deben establecer la forma de realizar las nuevas liquidaciones, que puedan surgir por la modificación de las medidas a consecuencia de la detección de averías en los equipos de medida, una vez que las correspondientes liquidaciones hayan adquirido la condición de definitivas. La propuesta de Reglas debe incorporar en su contenido el desarrollo de este precepto.

Sobre la entrada en vigor de las Reglas

Las modificaciones propuestas sobre las actuales Reglas suponen en algunos casos cambios en los sistemas de comunicación entre operadores y agentes, así como de los propios sistemas del Operador del Mercado. Por ello se considera necesario disponer la entrada en vigor de las reglas con cierto retraso sobre su publicación, para dar tiempo a que los operadores y agentes del mercado ajusten sus sistemas a lo dispuesto en las nuevas Reglas. En principio, salvo criterio justificado en contra de los operadores o agentes, se considera que un plazo de 2 meses sería adecuado.

VII. CONCLUSIONES

1. Ante la relevancia de los cambios señalados sobre la propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado presentada por OMEL, que afectan a aspectos estructurales de las mismas, se considera necesario que se realice una nueva propuesta recogiendo los comentarios realizados, y que dicha propuesta sea sometida de nuevo a informe de esta Comisión, al objeto de poder garantizar que los cambios realizados conducen a unas Reglas de Funcionamiento del Mercado que sean, en conjunto, adecuadas a la situación actual del mercado de producción de energía eléctrica.
2. En particular, la nueva redacción de la propuesta de reglas debe circunscribirse a la Gestión Económica del Sistema, eliminando de su contenido todos aquellos elementos que corresponden a la Gestión Técnica del Sistema. En el caso de que, a juicio de OMEL, alguno de estos elementos no quede suficientemente desarrollado por los actuales Procedimientos de Operación del Sistema deberá ponerlo en conocimiento del MINECO y de la CNE, quienes lo comunicarán al Operador del Sistema para que presente con urgencia una propuesta de Procedimientos solventen dichas carencias.
3. Se considera necesario modificar la actual regulación de la resolución de restricciones internas, adoptando para ello la propuesta realizada por esta Comisión en abril de 2002. Tras la publicación de esta normativa será necesario modificar las Reglas de Funcionamiento del Mercado para desarrollar lo que en ella se disponga.

4. Igualmente se considera necesario modificar la Orden de Agentes Externos en lo relativo a la gestión de las interconexiones internacionales. Sobre este aspecto esta Comisión realizó una propuesta de modificación en enero de 2002. Igualmente esta modificación requerirá cambios en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

ANEXO I

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA NORMATIVA RELATIVA A LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS

PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE DA NUEVA REDACCIÓN AL ARTÍCULO 12 DEL REAL DECRETO 2019/1997, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ORGANIZA Y REGULA EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El mercado de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto 2019/1997, constituye una pieza básica en el nuevo esquema regulador del sector eléctrico introducido por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, una de cuyas metas es conseguir una mejora en la eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas.

La experiencia acumulada desde la puesta en marcha del mercado de producción de energía eléctrica en 1998, ha puesto de manifiesto la necesidad de introducir modificaciones en los procedimientos empleados para la resolución de las restricciones técnicas. Tales modificaciones responden a un doble orden de exigencias. Por una parte, la utilización de las mismas ofertas para el mercado diario y para la resolución de restricciones técnicas, mecanismo previsto en la actual redacción del artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, ha revelado la aparición de interferencias en el mecanismo de mercado, e ineficiencias en la asignación de recursos para la resolución de restricciones. Por otra parte, la energía correspondiente a los contratos bilaterales viene participando en el proceso de resolución de restricciones, con independencia de las condiciones económicas de dichos contratos, lo que conlleva también ineficacia en la asignación de recursos.

Las modificaciones propuestas tienen pues un doble objetivo: reducir las interferencias en el normal funcionamiento de los mercados de energía originadas por un imperfecto mecanismo de resolución de las restricciones técnicas y, al mismo tiempo, lograr que los contratos bilaterales físicos reciban, respecto a la resolución de las restricciones técnicas, el mismo tratamiento que el resto de transacciones del mercado de producción. Este último aspecto cobra especial relevancia al haberse aumentado de modo significativo las posibilidades de contratación bilateral, tras la publicación del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

Para alcanzar los objetivos señalados, la redacción propuesta del mencionado artículo 12, introduce una definición más precisa del concepto de restricciones técnicas, posibilita que las restricciones técnicas sean resueltas tomando en cuenta ofertas diferentes de las presentadas para los mercados de energía, y permite que los mecanismos de resolución de las restricciones sean desarrollados mediante Orden Ministerial, lo que, a su vez puede facilitar en un futuro, una más ágil adaptación de

los mecanismos establecidos, para el caso de que se detecten nuevas ineficiencias que aconsejen la introducción de cambios normativos en los mecanismos de solución de las situaciones de restricción técnica.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación en el Consejo de Ministros de.....,dispongo

Único.- Se modifica el texto del artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que queda redactado en los siguientes términos:

“Artículo 12.-Restricciones técnicas

1. El programa diario base será comunicado por el operador del mercado a los agentes del mercado y al operador del sistema, quien, a la vista del mismo, determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a su ejecución, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar.
2. A los efectos de este Real Decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, suponga, a criterio del Operador del Sistema, la modificación de los programas.
3. El Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá mediante Orden Ministerial los mecanismos de resolución de las restricciones técnicas, estableciendo la forma de resolución, los sujetos que participan en el proceso, las condiciones económicas y el régimen de supervisión que corresponderá a la Comisión Nacional de Energía.

Los mecanismos de resolución de restricciones técnicas podrán comportar la retirada de ofertas contempladas en los programas, así como la modificación de los programas en base a otras ofertas, en los términos que establezca la Orden Ministerial reguladora de dichos mecanismos.

4. El programa resultante de la resolución de las restricciones técnicas y del resultado del mercado de servicios complementarios a que se refiere el artículo 14 se denominará programa diario viable y será comunicado por el operador

del sistema al operador del mercado y a los agentes del mercado en el plazo que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado. “

Disposición Derogatoria.

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente Real Decreto.

Disposición Final.

El presente Real Decreto entrará en vigor a los dos meses de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

PROPUESTA DE ORDEN DE -- DE ----- DE 2001 POR LA QUE SE DESARROLLA EL ARTICULO 12, RESTRICCIONES TÉCNICAS, DEL REAL DECRETO 2019/1997, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ORGANIZA Y REGULA EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA, EN LA NUEVA REDACCIÓN DADA POR EL RDXXXX.

El artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, ha sido modificado para permitir introducir unos mecanismos de resolución de restricciones técnicas más adecuados que los que se aplican actualmente, reduciendo su influencia en el funcionamiento de los mercados de energía y permitiendo que los contratos bilaterales físicos sean tratados en las mismas condiciones que el resto de transacciones.

El apartado 3 del citado artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, en la redacción dada al mismo en el Real Decreto XXX, habilita al Ministro de Economía para que mediante Orden Ministerial establezca mecanismos de resolución de las restricciones técnicas.

Mediante la presente Orden se establecen los mecanismos de resolución de las restricciones técnicas tras los mercados diario e intradiario, previendo que los problemas que se produzcan después del cierre de los mercados intradiarios sean resueltos conforme se establezca en los procedimientos de operación del sistema.

La existencia de restricciones técnicas obliga a modificar la programación de las unidades resultante del mercado, para conseguir unos programas de generación y consumo que cumplan los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema.

El objeto del proceso de resolución de restricciones técnicas recogido en la presente orden ministerial consiste en realizar aquellas modificaciones necesarias sobre la programación resultante del mercado que, cumpliendo los referidos criterios de seguridad, tengan el menor impacto económico posible sobre las unidades de producción y consumo que concurren en él.

Entendido que la modificación de programas no se podrá realizar, con generalidad, en condiciones de mercado debido al reducido número de unidades que pueden resolver las restricciones técnicas en cada caso, y de una manera similar a la retribución de las

unidades más caras despachadas en un mercado con formación de precios marginal, la retribución del aumento de producción necesaria obedecerá al principio de resarcimiento de los costes directamente incurridos en la prestación del servicio. A este respecto se considera que la retribución completa de las unidades de producción se producirá a través del resto de componentes del mercado de producción de energía eléctrica, y en concreto su disponibilidad a través de la retribución por garantía de potencia.

De cara a facilitar la supervisión de la prestación de este servicio en las condiciones económicas establecidas se ha previsto la publicación, de manera indicativa, de unos valores de referencia a partir de los cuales será obligatorio justificar ante la Comisión Nacional de Energía los costes incurridos en la prestación del servicio. Todo ello sin perjuicio de la calificación que desde un punto de vista de competencia puedan tener valores inferiores o superiores a los publicados.

Por otra parte, se entiende que la imposibilidad de realización del programa asignado en el mercado por limitaciones del sistema no ha de dar derecho a compensación alguna, de forma que se ha previsto que la reducción de energía programada a una unidad por motivos de seguridad conlleve la anulación del programa correspondiente.

Únicamente se prevé la realización de una subasta para la reducción de los valores programados que resulte necesaria, al objeto de obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la realización de las modificaciones necesarias para resolver las restricciones.

Finalmente se hace necesario establecer la participación de los distintos sujetos y operadores en el proceso de resolución de restricciones.

CAPITULO 1

Definiciones

Primero. Unidades de programación.

A los efectos de la presente Disposición se entenderá por unidad de venta cada una de las unidades utilizadas para representar la programación de las transacciones

realizadas en el mercado de producción por los agentes habilitados a vender en el mercado diario de producción.

Igualmente se entenderá por unidad de adquisición cada una de las unidades utilizadas para representar la programación de las transacciones realizadas en el mercado de producción por los agentes habilitados a comprar en el mercado diario de producción.

Segundo. Restricciones técnicas.

Conforme a lo establecido en el artículo 12 del Real Decreto 2017/1997, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, en la redacción dada en el Real Decreto XXXX, se entenderá por restricción técnica, cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente a través de los correspondientes procedimientos de operación, suponga, a criterio del Operador del Sistema, la modificación de los programas.

CAPITULO 2

Restricciones al Programa Diario Base de Funcionamiento

Tercero. Fases del proceso.

El proceso de resolución de las restricciones técnicas constará de dos fases diferenciadas:

En la primera fase, el Operador del Sistema determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento, estableciendo las modificaciones del programa necesarias para resolver las restricciones detectadas, así como las limitaciones que afecten a las unidades programadas de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema correspondientes. En el caso de congestiones el Operador del Sistema establecerá preferentemente un sistema de limitaciones por zona, o conjunto de unidades de programación.

En la segunda fase, el operador del sistema realizará las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando, en todo caso, las limitaciones que haya establecido el propio operador del sistema, de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema.

Cuarto. Sujetos que participan en el proceso

En la primera fase del proceso participarán todas las unidades de venta, excepto las que representen importaciones de países no pertenecientes a la Unión Europea. Entre las unidades de adquisición, únicamente participarán las correspondientes a unidades de bombeo y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español, estas últimas en las condiciones establecidas en el párrafo siguiente.

Las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español sólo participarán en el proceso cuando no existan otros medios para resolver las restricciones en el sistema de producción español o exista riesgo cierto para el suministro nacional.

En la segunda fase del proceso participarán las unidades de venta y las unidades de adquisición correspondientes a unidades de bombeo.

Quinto. Ofertas para el proceso de resolución de restricciones.

1. Ofertas de venta de energía

Los sujetos que participan en el proceso de resolución de restricciones conforme al apartado cuarto de esta Orden, podrán presentar ofertas para aumentar o reducir la energía programada, respectivamente según sean unidades de venta o adquisición.

Estarán obligados a presentar ofertas de venta los sujetos obligados a presentar ofertas al mercado diario conforme al artículo 7 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de

diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Estarán obligados a presentar ofertas de venta los titulares de unidades de adquisición de bombeo respecto de la energía asignada a las mismas en el programa diario base de funcionamiento.

Con carácter general dichas ofertas serán ofertas simples en el sentido definido para las ofertas correspondientes al mercado diario. No obstante, las unidades de producción que representan centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas, en las condiciones que se establecen en este punto, cuando no hubiesen resultado despachadas en el programa diario base de funcionamiento.

Las ofertas complejas constarán de cuatro términos:

A: Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.

B: Ingresos por unidad de energía producida.

C: ingresos por arranque frío.

D: Ingresos por arranque caliente.

A estos efectos se entenderá por arranque caliente el realizado menos de 5 horas después de la última hora con programa asignado, considerándose arranque frío cualquier arranque que no cumpla tal condición. Igualmente se entenderá que una unidad permanece acoplada cuando su producción es superior a cero en dicha hora.

Las ofertas de venta aquí referidas serán presentadas al Operador del Sistema, una vez conocido el resultado del mercado diario

2. Ofertas de compra de energía

Los sujetos que pueden participar en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones conforme al apartado cuarto de esta Orden, deberán presentar al Operador del Sistema ofertas para la disminución de la energía programada en sus

unidades de venta. Los mismos sujetos podrán presentar, respecto de sus unidades de adquisición de bombeo, ofertas para el aumento de la energía programada.

Dichas ofertas serán ofertas simples en el sentido definido para las ofertas correspondientes al mercado diario y se presentarán una vez conocido el resultado del mercado diario.

Sexto. Primera fase: modificaciones por criterios de seguridad

1. El Operador del Sistema determinará las modificaciones a realizar sobre el programa diario base de funcionamiento, que serán las estrictamente necesarias para cumplir los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema. En el caso de que existan varias alternativas de modificación técnicamente equivalentes se adoptará la de menor coste para el sistema.

2. Las disminuciones de energía, tanto vendida como adquirida, respecto al programa diario base de funcionamiento se considerarán anulaciones del programa correspondiente no generando ninguna obligación de cobro o pago por dicha energía. En el caso de transacciones realizadas en el mercado diario quedarán sin efecto las obligaciones de cobro o pago correspondientes a esta energía, estándose a lo dispuesto entre las partes en los contratos bilaterales físicos. En el caso de que haya varias unidades cuya disminución tenga idéntico efecto sobre el sistema, se prorrateará la energía a bajar entre todas ellas. En este último caso no se considerarán las unidades que, al disponer de sistemas de reducción de carga en tiempo real, contribuyan a resolver la restricción técnica, por una energía equivalente a la citada contribución.

3. Los aumentos de energía programada, y realmente producida, sobre el programa diario base de funcionamiento, serán retribuidos al precio de las ofertas presentadas expresamente para este servicio conforme a lo dispuesto en el apartado quinto de esta Orden.

4. En el caso de utilización de ofertas complejas conforme a lo dispuesto en el apartado quinto de esta Orden, se considerará como ingreso por la resolución de restricciones el importe que resulte inferior entre los valores que a continuación se definen, siempre que efectivamente se produzca la entrega de la energía programada.

“a” El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado por restricciones.

“b” El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad y deducir de él los ingresos obtenidos por la unidad en los mercados intradiarios en que haya participado. A estos efectos no se considerarán los arranques que no se hayan efectivamente producido.

Séptimo. Segunda fase: reequilibrio de producción y demanda

1. Tras realizar las modificaciones de programa descritas en el punto anterior, el Operador del Sistema anulará el programa de generación correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase.
2. Una vez realizada esta operación, el Operador del Sistema determinará las modificaciones a realizar sobre el programa diario base de funcionamiento al objeto de obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase descrita en el apartado sexto de esta Orden, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible.
3. En el caso de ser necesario resolver un exceso de demanda, el Operador de Sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de venta recibidas.
4. En el caso de ser necesario resolver un exceso de generación, el Operador de Sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de compra recibidas.
5. Las unidades cuyo programa resulte modificado en esta fase devengarán una obligación de cobro o pago, según proceda, al precio de la correspondiente oferta presentada y efectivamente asignada.

Octavo. Asignación de los sobrecostos derivados del proceso

Los sobrecostos debidos a las modificaciones de programa realizadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas, serán sufragados por los titulares de unidades de adquisición, excepto las unidades de adquisición de bombeo, en proporción a sus consumos medidos en el período de programación correspondiente.

Noveno. Supervisión

1. La Comisión Nacional de Energía establecerá periódicamente las condiciones económicas a partir de las cuales los agentes del mercado de producción estarán obligados a presentar ante dicho Organismo justificación de los costes incurridos como consecuencia de la prestación del servicio de resolución de restricciones técnicas.

Los agentes del mercado presentarán a la Comisión Nacional de Energía la información a la que se refiere el párrafo anterior, para cada unidad de producción que supere los valores publicados y para cada fecha en que se superen dichos valores, en el plazo de quince días a contar desde la fecha en que se produzcan los hechos.

Sin perjuicio de lo establecido en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1, función Undécima, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en relación con el Título X de la ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la Comisión Nacional de Energía en el ejercicio de la función Duodécima de la Disposición Adicional Undécima antes citada, una vez recibida y analizada la información a que se refiere el párrafo anterior, cuando detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia, lo pondrá en conocimiento del Servicio de Defensa de la competencia, aportando todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos.

2. Las referidas condiciones económicas serán comunicadas por la Comisión Nacional de Energía al Operador del Sistema para su publicación y puesta a disposición de los sujetos que participan en el proceso conforme al apartado cuatro de esta orden, a través de sus sistemas de información.

CAPITULO 3

Restricciones al Mercado Intradía

Décimo. Restricciones en el Mercado Intradía

Las restricciones técnicas que se originen como consecuencia de la casación en el mercado intradiario se resolverán anulando las transacciones que las ocasionen. A estos efectos, la determinación de las transacciones que generan restricciones será realizada por el Operador del Sistema procediendo el Operador del Mercado a retirar tales transacciones de la casación.

Undécimo. Otras Restricciones

Las restricciones e incidencias técnicas que se produzcan tras el cierre del mercado intradiario se resolverán en los términos establecidos para dichas situaciones en los correspondientes procedimientos de operación del sistema.

Los procedimientos de operación del sistema podrán, igualmente, establecer cuantas normas de carácter técnico e instrumental sean necesarias para la ejecución de lo dispuesto en esta Orden Ministerial.

Disposición Derogatoria

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente Orden.

Disposición Final

La presente Orden Ministerial entrará en vigor a los dos meses de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» .

ANEXO II

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA ORDEN DE AGENTES EXTERNOS

ORDEN DE -- DE ----- DE 2001 por la que se modifica la orden de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

La Orden de 14 de julio de 1998 dictada en desarrollo del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

La experiencia acumulada desde la entrada en vigor de la misma ha puesto de manifiesto la necesidad de introducir modificaciones en el procedimiento empleado para asignar la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales, encaminadas a mejorar el tratamiento de los contratos bilaterales, a permitir una mejor coordinación con los sistemas vecinos y a facilitar la contratación a plazo.

Por ello la presente Orden sustituye el mecanismo anterior de asignación de capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales, por un mecanismo compuesto de dos procesos, uno de corto plazo basado en subastas implícitas, y otro complementario de medio plazo basado en subastas explícitas, que será de aplicación para cada interconexión cuando pueda establecerse un procedimiento coordinado con el operador del sistema correspondiente.

En su virtud dispongo:

Primero: Mercado de producción regulado en el Capítulo II del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El apartado cuarto de la Orden de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, quedará redactado de la siguiente forma:

“Cuarto.- Mercado de producción regulado en el Capítulo II del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Los agentes externos que estén habilitados para comprar, vender o para realizar ambas actividades, podrán presentar ofertas de energía para los períodos de programación en los que estén interesados.”

Segundo: Restricciones técnicas en interconexiones internacionales

El apartado noveno de la Orden de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, quedará redactado de la siguiente forma:

“Noveno.- Restricciones técnicas en interconexiones internacionales

1. La resolución de las restricciones en relación con las líneas de interconexión internacional se llevará a cabo respetando los criterios técnicos o de seguridad. De acuerdo con lo anterior, los intercambios de apoyo cuya gestión corresponde al operador del sistema, según lo dispuesto en el artículo 36 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, tendrán prioridad en la asignación de la capacidad disponible en dichas líneas de interconexión.

2. De acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997 corresponde al operador del sistema elaborar los procedimientos de gestión de las interconexiones internacionales, que establecerán los mecanismos necesarios para la resolución de las posibles restricciones técnicas que se planteen respetando los siguientes principios:
 - a. La gestión de las interconexiones internacionales se realizará a través de un mecanismo compuesto de dos procesos complementarios. Uno de ellos articulado dentro del mercado diario de producción, basado en subastas implícitas de capacidad, y el otro basado en subastas explícitas de capacidad. Ambos procesos serán preferiblemente coordinados con los operadores de los sistemas vecinos, quedando supeditada la aplicación del proceso de subastas explícitas al efectivo establecimiento de un procedimiento coordinado con el operador del sistema correspondiente.

 - b. El proceso basado en subastas implícitas deberá respetar los siguientes principios:
 - i. Con anterioridad a cada sesión del mercado de producción regulado en el Capítulo II del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, el operador del sistema hará pública la capacidad máxima de importación y exportación con cada uno de los países vecinos para cada período de programación, deducida la capacidad reservada a los intercambios de apoyo. Asimismo publicará, en su caso, la capacidad de interconexión total adquirida en las subastas desarrolladas en la letra c de este punto, con la misma desagregación.

- ii. Antes de cada sesión del mercado de producción regulado en el Capítulo II del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, el operador del sistema enviará al operador del mercado la información relativa a la capacidad de intercambio asignada en las subastas desarrolladas en la letra c de este punto, para su consideración en el proceso de casación correspondiente.
- iii. Los agentes que deseen realizar transacciones a través de la ejecución de contratos bilaterales físicos regulados en el Capítulo III del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, a través de cualquier interconexión, en exceso sobre la capacidad asignada a los mismos en las subastas desarrolladas en la letra c de este punto, enviarán ofertas al operador del mercado en las que se incluirá para cada contrato bilateral y período de programación el precio que estarían dispuestos a pagar por la utilización de la interconexión correspondiente.
- iv. El operador del mercado tendrá en cuenta en la casación del mercado diario la capacidad comercial disponible en cada interconexión y no aceptará ofertas que excedan, en valor neto, de dicha capacidad teniendo en cuenta tanto las ofertas de energía como las ofertas por utilización de la capacidad correspondientes a contratos bilaterales. Dicha capacidad comercial disponible se entenderá una vez deducida la capacidad empleada por los contratos bilaterales que hayan comunicado su ejecución y dispongan de capacidad asignada en las subastas desarrolladas en la letra c de este punto.

Las ofertas presentadas para la asignación de capacidad a los contratos bilaterales serán tenidas en cuenta en el proceso de casación, a efectos exclusivos del reparto de capacidad en la interconexión correspondiente, como ofertas de energía equivalentes a un precio igual al precio marginal del mercado diario resultante más o menos el precio ofertado por utilización de la capacidad, según sean ofertas de compra o de venta respectivamente.

Las unidades con capacidad asignada en las subastas desarrolladas en la letra c de este punto y los contratos a que se hace referencia en la Disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, tendrán preferencia para la utilización de la capacidad en la interconexión correspondiente, no pudiendo ser desplazadas por otras más baratas salvo en el caso de que no sean aceptadas por su precio en el mercado diario.

- v. En aquellos períodos de programación en los cuales sea utilizada la capacidad total disponible de la interconexión, la utilización de dicha capacidad de interconexión en el sentido del flujo neto por la misma, generará una obligación de pago a un precio correspondiente al valor absoluto de la diferencia entre el

precio de la última oferta, de compra o de venta según corresponda, aceptada en la interconexión en el sentido saturado y el precio resultante del mercado diario. A este respecto no se tendrán en cuenta las ofertas correspondientes a unidades con capacidad asignada previamente en las subastas desarrolladas en la letra c de este punto ni a los contratos a que se hace referencia en la Disposición transitoria novena de la Ley 54/1997.

vi. Estarán exentos de este pago quienes hubieren participado en las subastas desarrolladas en la letra c de este punto por la capacidad adquirida en las mismas y los contratos a que se hace referencia en la Disposición transitoria novena de la Ley 54/1997.

c. El proceso basado en subastas explícitas de capacidad deberá desarrollarse en un procedimiento de operación específico, que deberá ser aprobado mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Economía, Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y respetará los siguientes principios:

i. El procedimiento establecerá los ámbitos temporales de las subastas y los porcentajes de capacidad de intercambio a subastar en cada uno de ellos.

La capacidad total asignada en este mecanismo de subastas no podrá exceder de la capacidad total de intercambio prevista, para el período de programación correspondiente, una vez deducida la utilización prevista de los contratos a que hace referencia la Disposición transitoria novena de la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997) desarrollada por la Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997. La capacidad de intercambio considerada se entiende una vez deducida la capacidad necesaria para la realización de los intercambios de apoyo.

Con anterioridad a cada una de las sesiones de subastas para la adjudicación de capacidad de intercambio, el operador del sistema publicará la capacidad disponible para su adjudicación en dicha sesión.

Los agentes autorizados que deseen adquirir capacidad mediante el procedimiento de subastas para realizar transacciones a través de dicha interconexión, tanto mediante su participación en el mercado de producción regulado en el Capítulo II del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, como a través de la ejecución de contratos bilaterales físicos regulados en el Capítulo III del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, dirigirán al operador del sistema sus ofertas.

- ii. El operador del sistema asignará la capacidad de intercambio en función de los precios ofertados, comenzando la asignación por la oferta de precio más elevado y continuando hasta agotar la capacidad disponible para esa subasta.

La asignación de capacidad de intercambio generará una obligación de pago para el sujeto adjudicatario al precio marginal resultante de la asignación. Esta obligación de pago será firme, con independencia de que la capacidad asignada sea o no finalmente utilizada.

Sin perjuicio de lo anterior, la capacidad adquirida por un sujeto en una determinada subasta podrá ser vendida en subastas explícitas posteriores en las que se subaste capacidad para todo o parte del horizonte para el cual se adquirió dicha capacidad, cuando así lo solicite dicho sujeto, quien podrá establecer un precio mínimo al cual puede ser vendida la misma y recibirá los ingresos generados en la subasta por su venta.

- iii. En el caso de que la capacidad de intercambio quede reducida respecto a la inicialmente prevista antes del mercado diario de producción correspondiente, el operador del sistema procederá a la publicación de los nuevos valores de capacidad de intercambio y a la reducción, cuando así sea necesario, de las asignaciones de capacidad de intercambio realizadas en las subastas de forma proporcional a los valores asignados, respetando en cualquier caso los límites de capacidad total asignada resultante de lo dispuesto en el apartado i de la letra c de este punto respecto de la nueva capacidad prevista. La reducción de las capacidades de intercambio asignadas dará lugar a la devolución de la parte correspondiente de los pagos realizados por su adquisición.
 - iv. No obstante lo anterior, el operador del sistema podrá acordar con el operador del sistema vecino afectado el establecimiento de acciones de redespacho coordinado en ambos sistemas a fin de garantizar el suministro y la evacuación en los sistemas de destino y origen, respectivamente, aunque la capacidad física de la interconexión se haya reducido.
- d. Los ingresos obtenidos como consecuencia de los pagos por utilización de la capacidad de las interconexiones según el procedimiento desarrollado en la letra b de este punto junto con los provenientes, en su caso, de las subastas desarrolladas en la letra c de este punto se distribuirán al 50% entre los dos sistemas interconectados. Los costes que, en su caso, correspondan al sistema español por las operaciones de redespacho coordinado, recogidas en apartado iv de la letra c de este punto, se sufragarán con cargo a los ingresos derivados del sistema de subastas. Los ingresos o costes netos resultantes se incluirán en los costes en el cálculo de las tarifas de acceso.

Tercero.- Disposición Final

La presente Orden entrará en vigor a los dos meses de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.