



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME SOBRE PROPUESTAS DE
MODIFICACIÓN DE LA NORMATIVA RELATIVA
A LA RESOLUCIÓN DE LAS RESTRICCIONES
TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO**

11 de abril de 2002



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE LA NORMATIVA RELATIVA A LA RESOLUCIÓN DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Con fecha 16 de abril de 2001 tuvo entrada en esta Comisión escrito remitido por la Directora General de Política Energética y Minas en el que se solicita a la Comisión Nacional de Energía la realización de las propuestas de modificación normativa necesarias para dar solución a la problemática generada por la actual regulación sobre la resolución de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico.

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero, 1, funciones primera y segunda de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, y con el artículo 5 del Real Decreto 1339/1999 de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la CNE ha acordado, en su sesión celebrada el día 11 de abril de 2002 aprobar el siguiente

INFORME

I. OBJETO

El presente informe tiene por objeto la realización de propuestas de modificación normativa necesarias para dar solución a la problemática generada por la actual regulación sobre la resolución de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico.



II. PROCEDIMIENTO

Con fecha 16 de abril de 2001 tuvo entrada en esta Comisión escrito remitido por la Directora General de Política Energética y Minas en el que se solicita a la Comisión Nacional de Energía la realización de las propuestas de modificación normativa necesarias para dar solución a la problemática generada por la actual regulación sobre la resolución de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico.

Con fecha 7 de mayo se envía carta a los operadores del sistema y del mercado así como a una amplia representación de los agentes implicados, solicitando comentarios sobre la mejora del proceso actual de resolución de restricciones técnicas.

En respuesta a tal solicitud se han recibido comentarios de RED ELECTRICA DE ESPAÑA, OMEL, ENDESA ENERGIA, ENDESA DISTRIBUCIÓN, UNION FENOSA MULTISERVICIOS, UNION FENOSA GENERACIÓN, UNION FENOSA DISTRIBUCIÓN, IBERDROLA, HIDROCANTABRICO DISTRIBUCIÓN, HIDROCANTABRICO GENERACIÓN, HIDROCANTABRICO ENERGIA, REN, ASTURALTER, ASEME, EDF y ELCOGAS.

Con fecha 22 de noviembre de 2001 fueron remitidas, a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía, propuestas de modificación de normativa y con fecha 13 de febrero de 2002 se convocó al Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía para tratar entre otros asuntos las “Propuestas de modificación de normativa relativa a la resolución de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico”.

Se recibieron comentarios de los representantes de UNESA, de RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A., OMEL, AEGE, HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, ACIE y ASAE.

III. DEFICIENCIAS DETECTADAS EN EL MECANISMO ACTUAL

El mecanismo de resolución de restricciones vigente presenta una serie de deficiencias, que se han puesto de manifiesto en los más de cuatro años de funcionamiento del mercado de producción y que pueden resumirse en los siguientes puntos:

a) Retribución del servicio

El servicio de resolución de restricciones técnicas se presta en la mayor parte de las ocasiones en situación de monopolio o muy cercana al monopolio, debido a que los problemas presentados suelen ser de tipo local y la propiedad de las plantas de generación en un área geográfica suele estar concentrada en una sola empresa, como consecuencia del desarrollo histórico del sistema de generación en el entorno de las áreas de distribución de las empresas eléctricas correspondientes.

El proceso actual retribuye a las unidades de producción en base a sus propios precios de oferta. De esta forma los agentes pueden establecer libremente el precio que desean ingresar por la resolución de restricciones técnicas sin otra limitación que la amenaza de sanción en el marco de la normativa sobre competencia.

A este respecto la falta de un criterio establecido en la regulación sobre las bases que deben servir para establecer los precios solicitados por la prestación del servicio, así como la dificultad de presentación de ofertas descrita posteriormente, dificultan la identificación de situaciones susceptibles de constituir hechos prohibidos en el marco de la regulación sobre competencia.

b) Utilización de las ofertas del mercado diario para la resolución de restricciones

La utilización de la misma oferta para el mercado diario y para la resolución de restricciones hace difícil e incluso imposible expresar las condiciones económicas en las que una unidad de producción está dispuesta a producir,

teniendo en cuenta que ésta se puede utilizar tanto en el mercado diario como en la programación por restricciones.

Esto es así porque el mercado diario se retribuye a precios marginales y contempla un horizonte de programación de un día completo, mientras que la programación por restricciones se retribuye a precio de oferta y contempla exclusivamente las horas en que existen restricciones.

Las opiniones recibidas en esta Comisión por parte de varios agentes del mercado de producción señalan que, en numerosas ocasiones, las ofertas presentadas al mercado diario no pueden ser competitivas en el mismo porque expresan las condiciones económicas en que las centrales están dispuestas a funcionar para resolver las restricciones técnicas. Si por el contrario, la oferta se realizase para reflejar sus condiciones económicas para participar en el mercado diario y finalmente fuese aceptada para resolver restricciones técnicas, haría incurrir al agente en pérdidas seguras.

c) Proceso de recuadre de programa

La utilización de las ofertas del mercado diario para equilibrar el programa viable provisional en generación y demanda, ha dado como resultado que los agentes que participan en el mercado diario eviten presentar ofertas reflejo de sus costes variables y prefieran presentar ofertas a precios muy bajos, e incluso cero, para evitar ser retirados del programa de casación. De esta forma asumen el riesgo de resultar casados a precios inferiores a los que estarían dispuestos a vender, a cambio de no ser retirados cuando el precio marginal es superior a tales precios. Así, las ofertas que determinan el precio en el mercado no siempre reflejan las condiciones económicas que los agentes hubiesen deseado expresar, afectando a la formación de precios en el mercado especialmente ante variaciones inesperadas en la oferta o la demanda.

d) Participación de los contratos bilaterales

La energía correspondiente a los contratos bilaterales participa en el proceso de resolución de restricciones de forma proporcional al total de energía equivalente programada en el mercado diario y en los contratos bilaterales. De esta forma las unidades que participan en el mercado diario ven modificado su programa conforme a sus condiciones económicas, según las ofertas presentadas, mientras que los contratos bilaterales son modificados todos proporcionalmente independientemente de las condiciones económicas de cada uno de ellos.

En principio, el suministro de energía por las unidades más eficientes se vería favorecido en el mercado diario frente a la contratación bilateral y viceversa, aunque lo expresado en el punto anterior complica esta valoración. En cualquier caso, las condiciones no son homogéneas para ambos tipos de contratación como sería deseable.

e) Asignación de sobrecostes

Los sobrecostes generados por la resolución de restricciones técnicas son soportados por las unidades de adquisición, excepto las correspondientes a bombeo, en función de su programa diario viable. Como consecuencia las adquisiciones realizadas en momentos posteriores (mercado intradiario o desvíos de medida) no soportan estos costes a los que indudablemente contribuyen, ya que la resolución de restricciones se realiza en función de la demanda prevista y no de la programada, como no podría ser de otra manera si se ha de garantizar la seguridad del sistema.

El resultado principal de esta situación es que existen agentes que están desplazando compras de sus comercializadoras, principalmente, al mercado intradiario para evitar soportar estos sobrecostes. Como consecuencia, estas compras son subvencionadas artificialmente por el resto de adquisiciones en el mercado. Además este comportamiento altera de manera antinatural el diseño del mercado eléctrico español, en el cual el mercado intradiario constituye un mercado de ajustes al cual únicamente deberían acudir las unidades de

adquisición para ajustar sus compras en función de las modificaciones de sus previsiones de consumo, conforme a la información que puedan haber obtenido de sus clientes, los cambios de condiciones climatológicas, etc.

IV. OBJETIVOS DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE LA NORMATIVA

Las propuestas de normativa recogidas en este informe pretenden dar respuesta a las principales deficiencias detectadas en el funcionamiento del sistema actual y que se han señalado anteriormente. Igualmente se incluyen otras medidas en relación a la participación de las unidades de bombeo o los agentes externos que contribuyen a un mejor funcionamiento o a un tratamiento más equilibrado de los diferentes agentes del mercado.

Finalmente, para que la propuesta que se realiza para el mercado de producción de energía eléctrica en España sea compatible con la creación del Mercado Ibérico de electricidad que ha de comenzar su operación en el 2003, se ha previsto que el proceso de resolución de restricciones sea gestionado en sus dos fases por el Operador del Sistema, conforme al modelo de organización del Mercado Ibérico presentado por ERSE y la CNE.

a) Retribución del servicio

La ausencia de condiciones de mercado en la prestación de un servicio, como sucede en este caso, se puede resolver a través de la fijación por parte del regulador de las condiciones económicas de prestación del servicio, por ejemplo en la forma de precios máximos.

Sin embargo, la aplicación de precios regulados para la resolución de restricciones técnicas presenta dificultades debido a que es un servicio, en cierta forma, sustitutivo de otros prestados en condiciones de mercado. Cabe señalar que la



generación de electricidad es un negocio liberalizado que obtiene sus ingresos de la participación en un mercado, que está compuesto a su vez de diferentes submercados o segmentos de mercado, siendo la resolución de restricciones técnicas uno de ellos.

Una alternativa a la fijación de precios máximos consiste en establecer, a nivel de la regulación, los principios en que se han de basar las condiciones económicas de prestación del servicio y realizar un control exhaustivo del cumplimiento de los mismos por las empresas que prestan el servicio. Esta segunda solución permite una mejor adaptación de los precios al entorno cambiante de los costes energéticos, a la vez que evita los errores de estimación en que pueda incurrir el regulador al disponer de una información parcial sobre los costes incurridos en la prestación del servicio. Por contra implica un mayor esfuerzo de supervisión con el riesgo de que se obtengan rentas de monopolio no detectadas, o difíciles de constatar.

En la propuesta que se adjunta se ha optado por la segunda alternativa, a pesar de los riesgos que presenta, por considerarla más compatible con el funcionamiento normal del mercado eléctrico liberalizado. No obstante, la experiencia que se obtenga en la aplicación de la normativa propuesta podrá determinar la necesidad de optar por un marco normativo más restrictivo, de precios regulados, para la resolución de las restricciones técnicas. En cualquier caso, la actuación diligente de los mecanismos de supervisión previstos se configura como un aspecto clave en la aplicación satisfactoria de la regulación propuesta.

Como mejoras sobre la normativa actual en este aspecto cabe reseñar los siguientes puntos:

- Se incluyen en la exposición de motivos de la orden ministerial adjunta los criterios en los que se ha de basar la oferta para la resolución de restricciones.

- Complementariamente se establece que la CNE determinará unos precios a partir de los cuales los agentes del mercado deberán justificar los costes incurridos en la prestación del servicio y que dan lugar a las ofertas presentadas. De esta forma se facilita enormemente el trabajo de supervisión que la CNE realiza sobre las ofertas presentadas para la resolución de restricciones.

b) Utilización de ofertas específicas para la resolución de restricciones

Se ha considerado que la utilización de las mismas ofertas para el mercado diario y para la resolución de restricciones no es compatible con el buen funcionamiento de ambos procesos. Por ello se ha optado por definir unas ofertas específicas para la resolución de restricciones que incluyen, en opinión de esta Comisión, un detalle suficiente para representar adecuadamente los costes incurridos por las centrales térmicas en la prestación del servicio.

Los componentes de la oferta compleja responden a los siguientes criterios:

- Por una parte el arranque de una central térmica conlleva unos costes que no dependen de la energía producida posteriormente, de forma que para programaciones con un reducido número de horas de funcionamiento resulta conveniente explicitar un valor individual para el arranque. Además una parte significativa de dichos costes son derivados del calentamiento del agua y materiales de la central para llevarla a las condiciones de producción de energía. Estos costes varían en función del tiempo transcurrido desde que la central dejó de producir y por este motivo se han establecido dos valores de oferta para los arranques, uno para arranque frío y otro para arranque caliente.
- Por otra el rendimiento de una central, y por tanto sus costes variables, depende del punto de funcionamiento. Para reflejar este hecho se ha previsto la presentación de ofertas con dos componentes para el precio de la energía

entregada. Un valor para cada una de las horas en que la central permanece acoplada, como representación de la pérdida de rendimiento de las centrales funcionando a baja carga, y un término variable en función de la energía producida, como aproximación lineal del coste variable incremental de combustible.

Un aspecto complementario a las propias ofertas utilizadas para la resolución de restricciones es la aplicación de las mismas a la programación resultante, cuando estas no son ofertas simples. En la actualidad las condiciones económicas de las ofertas son evaluadas conforme al programa diario viable, pero posteriormente modificadas conforme al programa horario final para evitar remunerar arranques de unidades que finalmente no se han producido. De esta forma se evita, efectivamente, retribuir un concepto que no ha ocasionado un coste, pero al mismo tiempo se olvida que para evitar un arranque, típicamente en grupos de fuel o gas, se puede incurrir en otros costes alternativos cuando los precios del mercado intradiario son inferiores a los costes variables de las unidades. Como consecuencia los agentes del mercado han reaccionado presentando ofertas con precios variables muy elevados que tratan de reflejar no sólo sus costes variables sino también el coste de arranque o el coste sustitutivo de participar en el mercado intradiario.

En la propuesta realizada se calculan los ingresos por restricciones evaluando el número de arranques efectivamente realizados, pero también el resultado económico de la participación en el mercado intradiario. De esta manera se permite al agente tomar la decisión económicamente más ventajosa y que el ahorro real de costes pueda revertir al consumidor. Complementariamente, se prevé que los ingresos por resolver las restricciones no puedan ser superiores a los basados exclusivamente en la programación por restricciones, de forma que si la participación en el mercado intradiario arroja pérdidas superiores al coste de los arranques evitados, sea el agente quien asuma la diferencia, evitando aumentar el

coste para el consumidor y favoreciendo que los agentes adopten las decisiones más económicas.

Por otra parte, en el caso de restricciones que limiten la producción de una central, o un grupo de centrales, se mantiene el mecanismo actual consistente en anular la programación sin dar lugar a compensación alguna. Esta opción se basa en el no reconocimiento de programación firme hasta la resolución de las restricciones y es consistente con la ausencia de reserva de capacidad en el sistema de transporte.

Al objeto de que el sistema sea uniforme para transacciones en el Mercado Diario y en la contratación bilateral se ha previsto que, en estos casos, la reducción de energía que sea necesaria se realice de manera proporcional a la energía programada en las unidades que contribuyen a resolver la restricción, recogiendo expresamente que las unidades que, por tener instalados mecanismos de teledisparo, ya contribuyen a resolver la restricción quedan excluidas por una energía equivalente a la mejora que introducen.

Para que sea posible mejorar la asignación de reducción de carga entre las distintas unidades, en función de sus características de coste y operación, se propone que el Operador del Sistema utilice un sistema de limitaciones que sea en lo posible zonal, es decir que afecte al conjunto de unidades de oferta que resuelven la restricción, y no por unidad. De esta manera será posible reasignar energía entre diferentes unidades de una manera ágil en el mercado intradiario.

Finalmente, cabe señalar que este sistema sencillo se propone considerando que no deben producirse congestiones en las redes internas de manera estructural, y que no es necesario, por tanto, prever mecanismos más sofisticados de resolución de este tipo de restricciones que, de una forma o otra, darían lugar a precios zonales en el sistema.

c) Proceso de recuadre de programa

Se propone que el equilibrio del programa viable en generación y demanda, tras la resolución de las restricciones por el OS, se realice en base a ofertas específicas, de forma que no afecte al funcionamiento del mercado diario. Al mismo tiempo, este cambio permite uniformizar el tratamiento de las transacciones en el mercado diario y de las realizadas por contratación bilateral.

Con respecto al método de retribución, se ha propuesto una retribución a precio de oferta, manteniendo un método de retribución uniforme en todo el proceso de resolución de restricciones. Además se considera que la retribución a precio de oferta es más adecuada que la marginal en este proceso, en particular cuando es necesario reducir los programas de generación, dado que las rentas que se pudieran obtener por diferencia entre la oferta propia y la marginal llevarían a obtener beneficios superiores por no vender la energía en el mercado que por hacerlo, lo que carece totalmente de sentido y encarecería innecesariamente el ajuste.

En el caso de que el proceso de recuadre requiera un aumento de generación, el proceso puede asimilarse al aumento de programa necesario para resolver las restricciones técnicas. De hecho utilizará las mismas ofertas, con la única diferencia de que existirá mayor competencia para la asignación.

La participación de las unidades de demanda en este proceso, se ha restringido a las unidades de bombeo, entendido que se trata de unidades de producción y que claramente pueden modificar su consumo final en función de los precios obtenidos. La demanda correspondiente a unidades de consumo debe acudir al mercado diario, o contratación bilateral, pudiendo ajustar sus compras en el mercado intradiario cuando se hayan producido situaciones que modifiquen su consumo previsto en el tiempo transcurrido desde la oferta presentada al mercado diario. Sin embargo el proceso de resolución de restricciones tiene lugar suficientemente próximo al mercado diario como para que estas circunstancias no se produzcan, de forma que si se habilita a tales unidades a participar en este proceso puede

producirse un desvío de compras intencionado desde el mercado diario a este proceso, que afectaría negativamente al normal funcionamiento del mercado.

d) Asignación de sobrecostes

Se propone asignar todos los sobrecostes generados por la resolución de restricciones a las unidades de demanda en función de su consumo medido final, como sucede con otros costes fijos de operación del sistema. De esta forma se evita dar señales a los agentes en el sentido de participar en un mercado concreto en detrimento de otros.

En cualquier caso, se reconoce la realidad de que la resolución de restricciones en tiempo del programa diario viable permite garantizar el suministro de toda la demanda que finalmente aparece en el sistema, y no solamente de la demanda programada en tiempo del PDBF.

Los sobrecostes ocasionados por la reducción de generación en el sistema para equilibrar el programa diario viable pueden considerarse propios del sistema de generación y no de la demanda, dado que ésta no se modifica y es la reducción de los programas de generación la que origina el sobrecoste. Por otra parte, al no ser el PDBF un programa firme, tampoco existe ningún derecho de cobro firme y por tanto no existe una obligación de compensación por parte del sistema, y en definitiva de la demanda. Sin embargo, en un esquema horario de asignación de sobrecostes, como el existente actualmente, sólo tendría sentido imputar estos sobrecostes a la generación en caso de introducirse alguna discriminación entre las unidades de generación, ya que de lo contrario se estaría imputando a la generación un coste variable uniforme que sería repercutido directamente a la demanda y además con menor eficiencia, ya que al existir cierta incertidumbre sobre su valor podría dar lugar a que la demanda acabase pagando un valor superior al realmente pagado por la generación. Sobre la oportunidad de discriminar el pago de los generadores, existe la posibilidad de hacerlo en función

de si los grupos son de despacho obligatorio o no, reflejando que no todos los generadores podrán participar en el proceso de recuadre, o al menos no por el total de la energía vendida, y aportando una señal adicional para la localización de la nueva generación en el sistema. No obstante lo anterior, se ha preferido no introducir ahora este tipo de señales considerando que éstas deberán introducirse de manera coordinada en España y Portugal en la implantación progresiva del futuro Mercado Ibérico, y que de introducirse alguna señal de este estilo habrá de hacerse con carácter estable y duradero, aspectos que no podrían garantizarse actualmente con la perspectiva de armonización de procesos en el Mercado Ibérico.

e) Participación de los contratos bilaterales

El planteamiento realizado permite que las unidades con contratos bilaterales participen en el proceso de resolución de restricciones de la misma forma que las unidades que participan en el mercado diario, evitando establecer asimetrías en el tratamiento de ambas formas de contratación. Este aspecto se considera de gran importancia en todos los elementos de la regulación, de cara a la apertura de la contratación bilateral a los generadores en régimen ordinario prevista en el RD Ley 6/2000.

f) Restricciones en el Mercado Intradía

La propuesta de Orden recoge la situación actual de la resolución de las restricciones en el mercado intradía sin realizar ninguna modificación por considerarse adecuada. Así, las transacciones que generen restricciones en el mercado intradía serán eliminadas como sucede en la actualidad.

Este planteamiento es coherente con la definición del mercado intradía como un mercado de ajustes, y como consecuencia podría plantear problemas si el mercado intradía se convirtiese en un mercado principal en competencia con el mercado diario y la contratación bilateral. Cabe señalar que este problema se

plantearía no sólo con las restricciones en el mercado intradiario sino que sería extensivo a otros elementos del mercado.

Se ha considerado conveniente mencionar esta situación porque en la actualidad hay agentes que desplazan parte de sus compras de comercialización al mercado intradiario, como ya se ha mencionado, para evitar la imputación de sobrecostes. Si este hecho se produjese con un porcentaje elevado de la demanda, los procesos del mercado de producción no funcionarían adecuadamente.

Como conclusión, de cara a posibles revisiones próximas de la normativa de mercado, conviene reforzar el carácter obligatorio de acudir al mercado diario o contratación bilateral para todos los agentes que suministren demanda nacional, aclarando la posible duda que puede existir actualmente respecto de las compras de las comercializadoras.

g) Participación de las unidades de bombeo

Actualmente las compras de las unidades de bombeo son tratadas en la resolución de restricciones como las compras de un consumidor nacional más, no pudiendo ser anuladas si originan restricciones. Sin embargo las unidades de bombeo no pagan los sobrecostes ocasionados por la resolución de restricciones asimilándose en este caso a las unidades de producción.

Este trato de favor no resulta razonable, por lo que se propone tratar a las unidades de bombeo como unidades de generación en todos los sentidos, permitiendo que sus compras sean anuladas si originan restricciones al sistema.

h) Participación de los agentes intracomunitarios e internacionales

La definición del mercado eléctrico como un mercado de precio uniforme, o nodo único, conlleva que las demandas de agentes externos puedan suministrarse a precios muy inferiores a los costes que ocasionan al sistema. Este hecho es particularmente claro en el caso de los suministros realizados por la interconexión a Marruecos, dado que se suministran al precio del mercado diario, o pactado en contratos bilaterales con referencia al mismo, y generalmente es necesario

programar grupos de fuel o gas natural en la zona, con precios mucho más elevados, para atender entre otros dicho consumo.

Este hecho no generará mayores problemas en las fronteras con países de la UE cuando finalice la implantación de un verdadero mercado interior de la energía, al poder existir muchos agentes en competencia a ambos lados de las interconexiones.

Sin embargo, en el caso de otros países no Comunitarios donde no existe un compromiso de creación de un mercado eléctrico competitivo, es posible que se generen ocasiones artificiales de arbitraje perjudicando al consumidor español. Así sería posible que un agente demandase una cantidad de energía sin intención de finalmente consumirla generando con ello restricciones en el sistema español, para posteriormente vender esa energía en el proceso de resolución de restricciones a un precio muy superior y así obtener un beneficio sin aportar ningún servicio.

Para evitar esta posibilidad se ha previsto que las interconexiones con países no comunitarios no participen en la resolución de restricciones, excepto para los posibles ajustes que sean necesarios sobre la utilización de la capacidad de las interconexiones. Este planteamiento es coherente con el tratamiento de los agentes externos como a cualquier consumidor nacional, que como se pone de manifiesto no siempre es compatible con su tratamiento como generadores.

V. MEDIDAS COMPLEMENTARIAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS RESTRICCIONES

Las propuestas de normativa presentadas pueden contribuir a reducir el volumen económico que representa la resolución de restricciones técnicas para el

consumidor, sin embargo el efecto sobre la energía programada no será muy importante salvo en algunos casos particulares.

La reducción de las restricciones desde un punto de vista físico, aparte de la instalación de nueva generación en las zonas deficitarias, pasa por la mejora de los sistemas de control de tensión y de transporte, aunque a corto plazo sobre todo del primero de ellos. Para conseguirlo se considera muy importante la aplicación del procedimiento de operación del sistema 7.4.

VI. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE NORMATIVA

En primer lugar, para la aplicación de las soluciones detalladas en este informe se considera necesario modificar el artículo 12 del RD 2019/1997 ya que su redacción actual resulta demasiado restrictiva para definir un proceso de resolución de restricciones eficiente, que no interfiera en el funcionamiento del mercado diario y de la contratación bilateral.

Asimismo, se ha considerado conveniente establecer a nivel de Orden Ministerial la regulación básica sobre la resolución de restricciones técnicas, debido a que es necesario definir los agentes que participan y la responsabilidad de la gestión del proceso en cada una de sus fases. Finalmente, los principios básicos establecidos en esta propuesta de Orden Ministerial deberán ser trasladados a las reglas de funcionamiento del mercado y a los procedimientos de operación del sistema.

En el anexo 1 se recoge la redacción del RD que modificaría el artículo 12 del RD 2019/1997 y en el anexo 2 la propuesta de Orden Ministerial referida.

Complementariamente a la aplicación de estas propuestas, que modifican el mecanismo de resolución de restricciones en el programa base de funcionamiento y mantienen el existente tras el mercado intradiario, deberán revisarse los procedimientos de operación del sistema que establecen los mecanismos de

resolución de restricciones en tiempo real, y en particular el tratamiento de las unidades de bombeo en los mismos.



ANEXO I

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.



Comisión
Nacional
de Energía

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» .



ANEXO II

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



Comisión
Nacional
de Energía

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



Comisión
Nacional
de Energía

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.



Comisión
Nacional
de Energía

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



Comisión
Nacional
de Energía

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 intradía 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.



Comisión
Nacional
de Energía

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» .