

## III. OTRAS DISPOSICIONES

### COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**11959** *Resolución de 23 de mayo de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican procedimientos de operación para su adaptación a las subastas intradiarias europeas.*

#### I. Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para establecer, mediante circular, las metodologías relativas al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas. Asimismo, atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema. En su artículo 5, se establece que el operador de sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación del mercado.

Segundo.

El Reglamento (UE) 2015/1222 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM por sus siglas en inglés), publicado en el «Diario Oficial de la Unión Europea» (DOUE) el 25 de julio de 2015 y con entrada en vigor el 14 de agosto de 2015, establece en su artículo 55 que los operadores de sistema elaborarán una propuesta de metodología única de fijación del precio de la capacidad de intercambio entre zonas de oferta intradiaria, que debe reflejar la congestión del mercado y se basará en ofertas reales. A este respecto, cabe mencionar que la plataforma de negociación continua intradiaria europea operativa desde 2018 permite la negociación intradiaria, pero por su naturaleza no es capaz de poner precio a la capacidad transfronteriza.

De acuerdo a las disposiciones recogidas en el CACM vigente en aquel momento en su artículo 9, dicha metodología debía ser aprobada por los todos los reguladores nacionales en el ámbito europeo por unanimidad, y en su defecto ser derivado a la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Energéticos (ACER) para su aprobación y posible enmienda.

La propuesta elaborada por el conjunto de operadores de sistema europeos se basaba en el establecimiento de subastas intradiarias, y fue remitida a los reguladores nacionales en agosto de 2017, los cuales, ante la falta de consenso para su aprobación, la derivaron a ACER en julio de 2018. Al amparo de la Decisión 01/2019, ACER aprobó la metodología para fijar precios a la capacidad intradiaria, introduciendo algunos cambios sobre la propuesta recibida.

La metodología, recogida en el anexo 1 de la Decisión de ACER, establecía un diseño de tres subastas intradiarias en convivencia con el mercado intradiario continuo. La implementación de las subastas intradiarias europeas requería la adaptación de otras metodologías recogidas en el CACM: «Methodology for the price coupling algorithm», «the continuous trading matching algorithm» y «the intraday auction algorithm». A tal fin, los operadores de mercado (NEMOs), remitieron a ACER en julio de 2019 una propuesta con la modificación de esas tres metodologías, que fueron aprobadas en enero de 2020.

Los horarios establecidos para las tres subastas intradiarias son los que se indican a continuación:

- Subasta 1: Con hora de cierre del buzón de ofertas a las 15:00 del día anterior a la entrega, negociará desde las 00:00 hasta el final del día de entrega.
- Subasta 2: Con hora de cierre del buzón de ofertas a las 22:00 del día anterior a la entrega, negociará desde las 00:00 hasta el final del día de entrega.
- Subasta 3: Con hora de cierre del buzón de ofertas a las 10:00 del mismo día de entrega, negociará desde las 12:00 hasta el final del día de entrega.

Está previsto que los trabajos de implementación de las IDA finalicen en junio de 2024, antes de lo cual las reglas de mercado de OMIE y los procedimientos de operación del operador del sistema deben incorporar ciertos cambios para habilitar reglamentariamente la participación del mercado ibérico en dichas subastas intradiarias y adaptar los procesos y horarios de ambos operadores, así como sus intercambios de información.

Cabe destacar que el sistema eléctrico ibérico (MIBEL) ya incorpora en su diseño 6 subastas intradiarias de carácter regional que pone precio a la capacidad de interconexión entre Portugal y España, al amparo del artículo 63 del Reglamento CACM. Estas subastas regionales, serán reemplazadas por las tres subastas intradiarias europeas, y por tanto eliminadas en tanto que ya no cumplen el punto 4 de dicho artículo 63, y especialmente en vista de la actual reforma de mercado acordada entre Consejo y Parlamento Europeo («NEMOs should submit all orders to the single day-ahead and intraday coupling and should not organise the trading of day-ahead and intraday products, or products with the same characteristics, outside the single day-ahead and intraday coupling») y la previsible futura adaptación del CACM.

Las nuevas subastas intradiarias europeas junto al mercado intradiario continuo, conformarán el acoplamiento del mercado intradiario europeo.

Es además reseñable que, tras su implementación, la negociación a través de la frontera con Francia se iniciará ya con la primera subasta intradiaria europea a las 15:00, lo que supone un adelanto frente a la apertura actual a las 22:00. Además la asignación inicial de la capacidad de interconexión se establecerá con un criterio eficiente de precio, frente a la asignación actual a través de la plataforma de negociación intradiaria continua (XBID) basada en el orden de llegada de las ofertas.

Tercero.

Con el objetivo de implantar este nuevo mecanismo, el operador del sistema ha realizado una propuesta de revisión de los Procedimientos de Operación para su adaptación a las IDA. Estas propuestas han sido sometidas a un proceso de consulta pública entre el 13 de febrero y el 15 de marzo de 2024, de acuerdo con el procedimiento de aprobación recogido en el capítulo X, artículo 23 de la Circular 3/2019 de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación del sistema.

Una vez considerados los comentarios remitidos por los sujetos los sujetos interesados, el operador de sistema remitió una propuesta revisada de los procedimientos de operación:

- P.O. 3.1 Proceso de programación.

- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Se incorporó además una nota explicativa con la información de los principales cambios introducidos justificando su inclusión, y una relación de los comentarios recibidos en la consulta pública junto con los motivos considerados por el operador del sistema para ser o no incorporados en la propuesta final.

Dicha propuesta revisada tuvo entrada en el registro de la CNMC el día 24 de marzo de 2024.

Cuarto.

Con fecha 19 de abril de 2024, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de modificación de Procedimientos de Operación 3.1, 3.2 y 14.4 para su adaptación a las subastas intradiarias europeas». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 7 de mayo. Este plazo fue reducido respecto al habitual por la urgencia de proceder a la adaptación normativa con antelación suficiente para la implementación de las IDA en la fecha prevista, esto es, el 13 de junio.

Quinto.

Con fecha 19 de abril de 2024, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

## II. Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial.*

El artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador de sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, y presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, el artículo 23 de la Circular 3/2019 establece el procedimiento de aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

El objetivo principal de esta propuesta de revisión de procedimientos de operación es adaptar su contenido a la implementación de las 3 subastas intradiarias europeas requeridas por la metodología aprobada por ACER en su Decisión 01/2019 para poner precio a la capacidad transfronteriza en el horizonte intradiario, así como las metodologías modificadas por ACER a tal fin, que definen el algoritmo de *market coupling* de las subastas diaria e intradiaria y de negociación continua. Se encuentra por tanto dentro del ámbito de la función de la CNMC prevista en el artículo 7.1.b) de la ley 3/2013, esto es, establecer la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en el sector de la electricidad.

Segundo. *Síntesis de los cambios propuestos por el operador del sistema.*

La propuesta de procedimientos recibida del operador del sistema recoge los aspectos necesarios para implementar las nuevas tres subastas intradiarias de alcance europeo (IDA), abandonando ya las seis subastas regionales en el ámbito MIBEL.

A. Cambios propuestos en el procedimiento de operación 3.1 «Proceso de programación». El procedimiento de operación 3.1 que tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real. Se incorporan, más allá de ciertas actualizaciones de referencias y corrección de erratas, los siguientes cambios:

Adaptación de los procesos de comunicación por la implantación de las subastas intradiarias europeas (IDA), que conllevan la desaparición de procesos regionales, como el envío a la plataforma central de la capacidad remanente entre España y Portugal tras una subasta regional, y la incorporación de flujos programados en la interconexión España-Francia. Además, los programas transfronterizos resultantes de cada sesión de subasta se obtienen directamente desde la plataforma central. Adicionalmente, la aparición de ofertas de bloque simple y complejas, hace que los operadores de sistema ibéricos dejen de recibir del Operador del Mercado el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación.

Se describen las actuaciones para la publicación del Programa Horario Final (PHF) en caso de emergencia en el proceso de las IDA, pudiendo en tal caso la publicación del PHF no reflejar cambios respecto al anterior PHF publicado (o respecto del PDVP, en el caso de la IDA1). Esto sería bien por anulación de la subasta intradiaria europea, bien por anulaciones de programa en el ámbito MIBEL, por ejemplo, porque un operador del sistema no pueda integrar los resultados en su sistema. En este segundo caso se deberá respetar el programa por las interconexiones que se hayan confirmado a nivel europeo.

Se mantiene la hora límite de publicación del PDVP a las 14:45 h, con el objetivo de que el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF no afecte a la participación en la primera sesión de subasta intradiaria (15:00 h). Esta hora límite lo aplicará en caso de anulación a nivel europeo de la primera sesión de subasta intradiaria por retrasos en los resultados del mercado diario; en tal caso, el operador del sistema dispondrá de setenta y cinco minutos tras la publicación del PDBF para la publicación del PDVP.

Los operadores de sistema comunicarán los valores de capacidad de intercambio y programas comerciales en las correspondientes interconexiones con una antelación de quince minutos respecto al cierre de sesión de la primera subasta intradiaria (15:00 h), siendo la hora límite para envío de cualquier actualización hasta cinco minutos antes del cierre de dicha sesión.

Se revisa el cuadro de horarios para adaptarlo a los procesos acordados en ámbito europeo, en particular, que los resultados de las subastas intradiarias deben publicarse veinte minutos después del cierre de cada sesión (ampliado a treinta minutos en caso de contingencia).

A nivel nacional, se considera un período de quince minutos previo a la publicación de cada PHF para la recepción de nominaciones y desgloses.

Se especifica que las unidades de programación genéricas pueden ser utilizadas para programar tomas de energía en cartera para la integración en el mercado de la energía comprometida en contratos bilaterales físicos.

B. Cambios propuestos en el procedimiento de operación 3.2 «Restricciones técnicas». En cuanto al procedimiento de operación 3.2 que establece el proceso de resolución de restricciones técnicas en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y en la operación en tiempo real, destacan los siguientes cambios:

Con objeto de garantizar la participación de la zona ibérica en la primera sesión de subasta intradiaria, aun cuando se hayan producido retrasos en la publicación de los resultados del mercado diario más allá de las 13:00 horas (lo que podría imposibilitar al

operador del sistema disponer de setenta y cinco minutos para resolver las restricciones técnicas y publicar el PDVP tras la publicación del PDBF), las modificaciones de programa y las limitaciones que no hayan podido ser incorporadas en el PDVP para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, se establecerán en aplicación del proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Se matiza que la validación de ofertas a precio negativo en la resolución de restricciones técnicas queda condicionada a la correcta integración de los precios de las subastas diaria e intradiarias en los sistemas del operador de sistema.

Se aclara que el respeto de los mínimos técnicos de las unidades se tendrá únicamente en cuenta a igualdad de prioridad de redespacho.

C. Cambios propuestos en el procedimiento de operación 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema». Con respecto al procedimiento de operación 14.4, que establece los derechos de cobro y obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, destaca la inclusión en el proceso de liquidación de las transacciones realizadas en las diferentes sesiones de subasta intradiarias, del desvío por descuadre de los programas en las interconexiones. Estos descuadres pueden producirse por la diferente programación temporal de las subastas intradiarias entre Francia (30') y España (60'), que aparecerán de forma transitoria hasta que ambas zonas negocien productos de 15' en el horizonte intradiario, previsto en 2025. Se establece que el saldo horario que resulte de estos descuadres en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión.

Tercero. *Consideraciones de la CNMC sobre la propuesta de procedimientos.*

Esta Comisión considera que la propuesta de modificación de los procedimientos de operación efectuada por el Operador del Sistema es adecuada en tanto que permite la integración del mercado ibérico en las subastas intradiarias europeas, lo que facilitará un importante avance en el desarrollo del mercado interior de la energía, permitiendo poner precio al uso de la capacidad en el horizonte intradiario de una forma armonizada con el resto de Europa, resultando de especial interés en el caso de la frontera con Francia que carece actualmente de una subasta de apertura del horizonte intradiario. Se considera que la implementación a nivel europeo de las subastas intradiarias ofrecerá a los sujetos de mercado mayores oportunidades de efectuar sus ajustes de programa en el horizonte intradiario.

Con respecto a la interacción entre la resolución de restricciones técnicas al PDBF y la celebración de la primera subasta intradiaria IDA1, de acuerdo con los horarios establecidos en los procedimientos europeos de acoplamiento de las IDAs, el cierre de recepción de ofertas para la primera sesión de subastas (IDA1) se produce a las 15:00, no estando previsto en dichos acuerdos que este horario pueda ser retrasado o ampliado ocasionalmente, entre otras razones, porque tendría impacto a su vez sobre la apertura del intradiario continuo.

En consecuencia, tras la puesta en marcha de las IDA ya no será posible para la zona ibérica admitir sin consecuencias retrasos en la publicación del PDVP más allá de las 14:45 y de su correspondiente confirmación diez minutos después. El primer impacto del retraso sería la reducción del tiempo del que disponen los sujetos para revisar sus ofertas a la IDA1 tras conocer el resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas, con los redespachos y limitaciones que derivan. Si el retraso en la publicación del PDVP y el correspondiente procesamiento por el OM superase las 14:55<sup>(1)</sup>, la consecuencia sería el desacoplamiento de la zona MIBEL de la IDA1, lo que a su vez provocaría el desacoplamiento de todos los NEMO excepto GME (Italia) y HENEX (Grecia). Este riesgo puede ser mayor con el paso a la

negociación en productos de quince minutos, prevista en enero de 2025, ya que el algoritmo Euphemia requerirá más tiempo para completar la casación.

<sup>(1)</sup> Condicionado al establecimiento de un plazo mínimo garantizado de cinco minutos para la revisión de las ofertas por parte de los sujetos, de acuerdo con la propuesta de modificación de las Reglas del Mercado sometida por la CNMC a trámite de audiencia e información pública el 5 de abril de 2024 (DCOOR/DE/004/24-<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/reglas-mercado-adaptacion-subastas-europeas-intradiarias>)

Ante esta situación, el operador del sistema propone una adaptación del proceso de resolución de restricciones técnicas, consistente en trasladar al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real aquellas modificaciones de programa y limitaciones que no hayan podido ser incorporadas en el horizonte del PDVP para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, al objeto de hacer compatibles los procesos actuales de operación de sistema a nivel nacional con los procesos y horarios acordados a nivel europeo.

Dicha adaptación presenta diversas consecuencias negativas, las cuales han sido puestas de manifiesto por los sujetos durante el trámite de audiencia de la propuesta: se incrementarán los sobrecostes del proceso de resolución de restricciones técnicas, que son soportados por la demanda; se reducirán las opciones de los sujetos cuyos programas resulten afectados en el proceso de restricciones de optimizar sus posiciones; y se reducirá en la misma medida la liquidez de la propia IDA1. Preocupa especialmente a esta Comisión el primero de los impactos citados, sin embargo, su magnitud no puede ser cuantificada con antelación, ya que dependerá del número y alcance de las ocurrencias del supuesto de retraso, que a su vez dependerá de la hora de publicación de los resultados del mercado diario y de la complejidad de los futuros análisis de restricciones, así como del precio reflejado por los sujetos en sus ofertas de restricciones.

Ante la ausencia de una estimación del impacto y sin disponer de una alternativa viable, que no implique un rediseño completo del servicio de restricciones o la suspensión de las IDA, esta Comisión opta por mantener la implementación de la solución propuesta por el operador del sistema. No obstante, en línea con las alegaciones formuladas por los sujetos, se considera necesario llevar a cabo un seguimiento del impacto, al objeto de poder tomar medidas paliativas si dicho impacto deviene excesivo. Con este fin, se dispone en esta resolución que el operador del sistema remita información mensual a la CNMC sobre el impacto para las restricciones de la entrada de las IDA, adicional a la información periódica que ya proporciona a esta Comisión sobre la evolución de los servicios de ajuste del sistema.

Cuarto. *Cambios adicionales incorporados por la CNMC.*

A. Simplificación del proceso administrativo para el establecimiento de UGH. Los criterios de configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica (UGH) fueron incorporados en el apartado 2.1.b) del anexo II del P.O. 3.1 por la Resolución de la CNMC de 17 de marzo de 2022, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria (DCOOR/DE/008/21). Se preveía además en esa resolución un proceso para la regularización del listado de UGH que venían siendo utilizadas en el mercado.

En la posterior revisión del P.O. 3.1 para su adaptación a la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia, a raíz de las alegaciones recibidas durante su trámite de audiencia, se debatió sobre la conveniencia de mantener la figura de las UGH, quedando recogido dicho debate en el apartado 6.6.3 de la memoria que acompañó la resolución<sup>(2)</sup>. Si bien la CNMC concluyó que no resultaba oportuno eliminar la figura en ese momento, se consideró que en las actuales

circunstancias del mercado ya no resultaba necesaria la aprobación formal por la CNMC de cada modificación que pueda requerirse en la configuración de una UGH.

(2) DCOOR/DE/007/22.

Dicha aprobación fue inicialmente establecida en la Orden de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. La aprobación venía motivada por la excepcionalidad que en aquel momento presentaba el tratamiento de las UGH, que eran las únicas instalaciones a las que se permitía operar de forma agregada en mercado. Sin embargo, en estos momentos de implantación masiva de generación renovable, que opera igualmente con unidades agregadas en el mercado eléctrico, el proceso de aprobación diferenciado de las UGH implica una complejidad innecesaria para el cambio de representación.

En consecuencia, la CNMC propuso modificar el anexo II del P.O. 3.1, permitiendo que sea el operador del sistema quien constituya las nuevas UGH o modifique las existentes, tal como hace con cualquier otro tipo de unidad de programación, aplicando los criterios previstos en el texto del procedimiento. No obstante, se contemplaba la notificación a la CNMC de aquellos casos particulares que puedan requerir una mayor valoración (excepción a la norma general).

Esta iniciativa de la CNMC ha recibido un amplio respaldo por parte de los sujetos, así como del operador del sistema. Los sujetos valoran positivamente el cambio de redacción por considerar que facilitará considerablemente los procesos de cambio de titularidad y de representación de las instalaciones hidráulicas en mercado.

B. Condiciones aplicables a las ofertas con precio negativo en el proceso de resolución de restricciones técnicas. El P.O. 3.2 dispone que las ofertas de energía al proceso de resolución de restricciones técnicas podrán incorporar precios negativos «en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado negativo en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión».

En el ámbito de la revisión de dicho procedimiento para su adaptación a la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación en el proceso de programación (DCOOR/DE/007/22), se solicitó que se otorgara libertad de uso de precios negativos, eliminando la condición de precio negativo en mercado diario o intradiario. Alegaba el sujeto que cuando el precio de mercado diario es bajo o cero, resulta probable que los ajustes en los mercados subsiguientes sean a precio negativo. Esta Comisión no consideró necesario prescindir en ese momento de una limitación que se implementó para evitar costes excesivos en los mercados locales de restricciones, argumentando que los precios negativos eran todavía escasos en los mercados diario e intradiarios de subastas.

Sin embargo, las condiciones han cambiado de forma relevante tras esa revisión del procedimiento. En concreto, el mercado diario ibérico ha registrado en abril de 2024 precios horarios negativos por primera vez en su historia, acompañados de largos periodos de precio nulo o muy próximo a cero. En estas circunstancias se ha constatado que la antedicha limitación a las ofertas a precios negativos provoca ineficiencias. En particular, en la fase 2 del proceso de restricciones técnicas al PDBF. La meritada fase 2 persigue reequilibrar el programa de generación-demanda, tras los redespachos de la fase 1 que resolvían los problemas de restricciones, y se gestiona en nudo único, es decir, con alta participación y competitividad. Sin embargo, cuando el precio del mercado diario resulta cero o próximo a cero durante varias horas consecutivas, la imposibilidad de ofertar a precios negativos impide la competencia en dicho segmento de mercado, teniéndose que recurrir a reglas de prorrata o despacho prioritario para resolver el recuadre.

Si bien la limitación actual ha permitido controlar ofertas potencialmente abusivas en la fase 1 en situaciones de baja competencia, en el nuevo contexto con mayor probabilidad de aparición de períodos prolongados con precios bajos, incluso nulos o negativos, debe valorarse la posibilidad de flexibilizar el uso de oferta a precios negativos. Se dispone para ello ampliar la posibilidad de ofertar a precios negativos a los días en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subasta intradiarias haya resultado menor de 1 euro/MWh en uno o más de los periodos del horizonte de programación, lo que se recoge en el apartado 4.5 del P.O. 3.2.

Durante el trámite de audiencia se han recibido múltiples comentarios a favor de flexibilizar el uso de precios negativos en las ofertas de restricciones, incluso más allá del umbral de 1 euro/MWh propuesto por la CNMC. Se ha recibido asimismo un comentario en contra de esta modificación, por considerar el sujeto que supondrá un incremento del coste de restricciones que soporta la demanda; solicita este sujeto vigilancia y aplicación de medidas en caso de constatarse un incremento de coste mayor del 5 %.

Si bien la flexibilización propuesta se mantiene en la versión final del procedimiento que aprueba esta resolución, se advierte que su intención es facilitar la competitividad, evitando las reducciones de programa a prorrata o con criterios de prioridad de despacho y, con ello, introducir eficiencia en los procesos del sistema. Ahora bien, como ya se advertía en la propuesta de resolución sometida a trámite de audiencia, este umbral podrá ser revisado en próximas modificaciones del procedimiento a la vista de la experiencia que se vaya obteniendo sobre su impacto. En el ejercicio de su función de supervisión, la CNMC lleva a cabo un seguimiento de las ofertas presentadas a todos los segmentos de mercado y, en particular, al segmento de restricciones, que, por sus características, presenta un menor grado de competitividad; tomando medidas de instrucción (solicitud de información a los sujetos y/o apertura de expedientes sancionadores) o regulación (propuesta de cambios normativos) al detectar prácticas susceptibles de ser consideradas abusivas.

#### Quinto. *Resultado del trámite de audiencia e información pública.*

Se han recibido alegaciones de once sujetos en el trámite de audiencia e información pública de la propuesta de modificación de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 14.4 para la implementación de las subastas intradiarias europeas (IDA): Ocho empresas participantes en el mercado, una asociación y los operadores del mercado y del sistema.

Los sujetos valoran positivamente la modificación propuesta. La mayoría de las alegaciones recibidas se refieren a los cambios adicionales incorporados por la CNMC, los cuales se valoran en el expositivo Cuarto de esta resolución. Otras alegaciones hacen referencia a aspectos fuera del ámbito de esta modificación de procedimientos. Se reiteran cuestiones ya previamente solicitadas y no incorporadas por el Operador del Sistema, en la primera ronda de consulta de la propuesta, o por la CNMC en trámites previos de modificación de los procedimientos de operación.

Se describen a continuación las modificaciones incorporadas por la CNMC tras el trámite de audiencia:

– Se elimina el último párrafo propuesto en el apartado 6.5 «Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento» del P.O. 3.2, relativo a remisión de información a la CNMC, que se traslada al Resuelve de esta resolución.

– Se revisa la redacción del último párrafo del apartado 2.1.b).ii del anexo II del P.O. 3.1, al objeto de clarificar que las excepciones al cumplimiento de los criterios de constitución de una UGH no tienen que venir motivados por ineficiencias debidas al pequeño tamaño de las instalaciones, pero su concesión se limita a facilitar la gestión de pequeñas instalaciones. Se introduce adicionalmente una mejora de redacción en el segundo párrafo del apartado iii.

– Se modifica la redacción de varios párrafos del apartado 11.1 «Elaboración del Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF)» del P.O. 3.1 al objeto de mejorar la coordinación entre los operadores y precisar mejor sus actuaciones.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de Derecho,  
La Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, resuelve:

Primero.

Aprobar la modificación parcial de los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 14.4 para su adaptación a las subastas intradiarias europeas, que se recoge en los anexos.

Segundo.

La presente resolución surtirá efectos en la fecha de puesta en producción de las subastas intradiarias europeas, a excepción de los cambios incorporados en el proceso relativo a la autorización de UGH y las nuevas condiciones para la oferta a precios negativos en restricciones técnicas, que serán de aplicación al día siguiente y a los treinta días, respectivamente, de la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado».

Tercero.

Requerir al operador del sistema que informe mensualmente a la CNMC sobre la aplicación del apartado 6.5 del P.O.3.2, indicando al menos el número de días afectados y una estimación del volumen de energía que no haya sido posible incorporar en el PDVP. Asimismo, remitirá trimestralmente su mejor análisis estimativo del sobrecoste ocasionado a la demanda.

La presente resolución se notificará, junto con sus anexos, a Red Eléctrica de España, SA, y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) y se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

Madrid, 23 de mayo de 2024.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

## ANEXO I

### Modificación del procedimiento de operación del sistema eléctrico 3.1 «Proceso de programación»

Primero.

Se modifica el apartado 5 «Publicación de información previa al mercado diario», que queda redactado del siguiente modo:

«5. Publicación de información previa al mercado diario. Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición de los PM y, en su caso, del operador del mercado (OM) u otras entidades, conforme a la regulación vigente, la información correspondiente al día siguiente y referente a:

- Previsión de demanda total del sistema por periodo de programación cuarto-horario.
- Previsiones de generación eólica y solar por periodo de programación cuarto-horario.
- Volumen agregado de indisponibilidades de las unidades de programación.
- Situación prevista de la red de transporte.
- Valores de previsión de capacidad en las interconexiones internacionales: capacidad de intercambio (NTC, por sus siglas en inglés) y capacidad de intercambio disponible (ATC, por sus siglas en inglés), en ambos casos, por periodo de

programación cuarto-horario para las publicaciones de los participantes en el mercado y con resolución horaria para los intercambios de información con el OM.

El OS mantendrá actualizada esta información conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.»

Segundo.

Se modifica el apartado 6.5 «Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España», que queda redactado del siguiente modo:

«6.5 Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España. En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una Subasta Diaria de Respaldo (SDR) de acuerdo con lo dispuesto en los procedimientos de contingencia “DA Fallback Procedures in SWE region for day-ahead market coupling”, establecidos de acuerdo con el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Tras la SDR, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada participante en el mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos veinte minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, el OS recibirá la nominación de los contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la unidad de programación genérica y la unidad de programación en frontera, al objeto de transferir, y anular así, el programa de la unidad genérica.

Finalmente, y en caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.»

Tercero.

Se modifica el último párrafo del apartado 7.1 «Desgloses de programa en unidades físicas», que queda redactado del siguiente modo:

«Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los programas desglosados correspondientes a las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de  $\pm 0,1$  MW.»

Cuarto.

Se modifica el apartado 11.1 «Elaboración del Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF)», que queda redactado del siguiente modo:

«11.1 Elaboración del Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF). De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá la siguiente información:

– Del OM: Los flujos programados en cada una de las interconexiones intracomunitarias como resultado de las transacciones realizadas en cada sesión de subasta intradiaria hasta que la Plataforma de Contratación Europea facilite esta información de manera desagregada.

– Del OM: La información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en cada una de las subastas del mercado intradiario y todas las ofertas presentadas en el mercado de

la zona de oferta española a dicha sesión de subasta. Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España, de Portugal y de Francia para cada periodo de programación.

– De los PM: Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas en las subastas del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, las nominaciones de programas correspondientes a dicha sesión de subasta por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación. El OS validará las nominaciones de programa enviadas por los PM de acuerdo con el proceso descrito en el anexo V. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

El PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español será publicado por el OS tras cada una de las sesiones de subasta a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del PDVP y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

El OS procederá a publicar el Programa Final (PHF) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

El OS elaborará y publicará el PHF a partir del PHFC anterior, o en su defecto, el PDVP en los siguientes casos:

– En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados de la subasta intradiaria o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados, a nivel europeo, antes de 30 minutos después del cierre de ofertas de la sesión de subasta correspondiente.

– En aquellos casos en los que el OS no pueda, por alguna razón, integrar en su sistema la información enviada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en la subasta intradiaria, de forma coordinada con el OM.

– En aquellos casos en los que por problemas en los intercambios y/o integración de los resultados, y alcanzadas las horas límite acordadas entre operadores, el OM publique la anulación a nivel regional de la subasta completa o, en su caso, la anulación período a período de todos los comprendidos en el horizonte de la subasta.

En los casos en que, por motivo de alguna incidencia posterior a la confirmación de los resultados de la subasta europea, se produzca la anulación regional de alguno o todos los periodos de la subasta intradiaria, siempre se respetarán los programas de intercambio internacionales resultantes de la subasta intradiaria europea. El saldo que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia. Asimismo, el saldo que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas con el sistema eléctrico peninsular portugués se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Portugal.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los PM a través de la Web privada de eSIOS y al OM.»

Quinto.

Se modifica el apartado 16 «Programas de intercambios internacionales», que queda redactado del siguiente modo:

«16. Programas de intercambios internacionales. Para establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, se tendrán en cuenta, de manera coordinada con los OS vecinos, los programas de intercambio de energía resultantes de los siguientes procesos:

- Nominación de derechos físicos de capacidad a largo plazo autorizados,
- Nominación de contratos bilaterales físicos a través de las interconexiones en las que no esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos de capacidad en el largo plazo,
- Acoplamiento de mercados diarios y, en caso de producirse un desacoplamiento de mercados, aplicación de las Subastas de Respaldo,
- Mercado intradiario continuo,
- Subastas intradiarias,
- Participación en las plataformas europeas de balance,
- Gestión coordinada de congestiones identificadas en la interconexión en tiempo real y
- Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.»

Sexto.

Se modifica el anexo I «Horarios establecidos para los intercambios de información», que queda redactado del siguiente modo:

#### «ANEXO I

##### Horarios establecidos para los intercambios de información

###### 1. Horarios de publicación del proceso de programación diario.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominación de los PM al OS de la capacidad asignada en las subastas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas.
El OS pone a disposición del OM y PM la información de derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	9:00 horas.
Nominación de los PM al OS de contratos bilaterales antes del mercado diario: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.</li> <li>– Contratos bilaterales internos con entrega física.</li> </ul>	10:15 horas.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
<p>Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario.</p> <p>El OS pondrá a disposición del OM:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC).</li> <li>– Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario.</li> </ul>	10:30 horas.
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas.
<p>Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Contratos bilaterales internos con entrega física.</li> <li>– Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UP).</li> <li>– Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España.</li> </ul> <p>Envío de los PM al OS del programa correspondiente a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Desgloses de UP en UF.</li> <li>– Potencias hidráulicas máxima y mínima.</li> </ul>	13:00 horas. (En todo caso, hasta 20 min tras la publicación de los resultados del mercado diario).
Publicación PDBF por el OS.	13:30 horas. (En todo caso, hasta 30 min tras publicación de los resultados del mercado diario).
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF.
Puesta a disposición de los PM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en la interconexión España-Marruecos	14:45 horas.
Publicación PDVP por el OS.	14:45 horas. (En todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF, cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario).
<p>Puesta a disposición la plataforma Europea de Contratación Continua la información necesaria para iniciar la primera sesión de subasta intradiaria:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales intracomunitarias (NTC).</li> <li>– Los programas comerciales establecidos en las interconexiones intracomunitarias tras el mercado diario.</li> </ul>	14:45 horas (en todo caso, hasta las 14:55).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	14:45 horas.
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	16:00 horas. (En todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Asignación de reserva de regulación secundaria.	16:30 horas. (En todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Presentación de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria	20:00 horas.
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	21:00 horas.
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	23:00 horas.

## 2. Horarios de publicación de los programas PHF.

	Sesión 1. <sup>a</sup>	Sesión 2. <sup>a</sup>	Sesión 3. <sup>a</sup>
Cierre de sesión subastas MI.	15:00	22:00	10:00
Resultados subastas MI.	15:20	22:20	10:20
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*).	15:35	22:35	10:35
Publicación PHF (**).	15:40	22:40	10:40
Horizonte de programación.	24 horas	24 horas	12 horas
(Periodos horarios).	(1-24 D)	(1-24 D)	(13-24 D)

(\*) 15 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

(\*\*) 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

D: Día de programación.

Nota aclaratoria: En caso de retrasos en alguna de las publicaciones, se modificarán los horarios según se describe en este procedimiento de operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los PM mediante la página Web privada de eSIOS.»

### Séptimo.

Se modifica el apartado 2.1.b) «Unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica» del Anexo II «Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español», que queda redactado del siguiente modo:

«b) Unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica. Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de instalaciones hidroeléctricas que pertenezcan a una misma unidad de gestión hidráulica (UGH).

Cada unidad de programación correspondiente a una UGH estará compuesta por varias unidades físicas. Se considerará como unidad física a cada instalación hidroeléctrica, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo en el que se encuentre inscrita la instalación. En caso de instalaciones menores de 1 MW podrán formar parte de la misma unidad física siempre y cuando tengan la misma localización eléctrica específica y unívoca, aunque sean diferentes claves del registro administrativo.

Podrán integrarse en una misma UGH todas las unidades físicas que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

i. Pertener a un mismo titular o a titulares representados por el mismo participante en el mercado en nombre propio (representación indirecta). En caso de propiedad compartida, se considerará titular al sujeto que tenga atribuida la explotación según lo acordado entre las partes.

ii. Pertener a la misma cuenca hidrográfica, según se define en el artículo 16 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. En el caso de que por la aplicación de esta condición resultaran agrupaciones de tamaño inferior a 1.000 MW, podrán sumarse a la agrupación, siempre que se respete el límite anterior, instalaciones hidroeléctricas que no cumplan dicha condición, siempre que la potencia instalada de cada una de las instalaciones agregadas no supere los 200 MW y se cumpla al menos uno de los siguientes supuestos:

– La instalación se ubica en la misma demarcación geográfica, según se define en el artículo 16 bis del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.

– La instalación comparte el punto eléctrico de evacuación con otras instalaciones pertenecientes a la UGH desde antes de la entrada en vigor de esta disposición.

No obstante, podrán constituirse en una UGH excepcionalmente agrupaciones que no cumplan los criterios anteriores en casos debidamente justificados, en los que el cumplimiento de los criterios genere una manifiesta ineficiencia para la gestión de instalaciones de pequeño tamaño.

iii. Todas las instalaciones que se integren en una misma UGH deberán presentar un mismo régimen económico, con o sin retribución específica, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 14.7 y 14.7 bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Cada instalación de bombeo puro constituirá por sí misma una unidad de gestión hidráulica, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2.3.a) de este anexo.

El titular o representante que desee constituir o modificar una UGH presentará su solicitud al operador del sistema. En los casos en los que la solicitud no cumpla con los criterios previstos en los apartados anteriores y cuando su aceptación esté excepcionalmente justificada, el operador del sistema informará a la CNMC con carácter previo a la constitución de la UGH, acompañando la comunicación de un informe justificativo.

A los efectos de comprobar el cumplimiento de las condiciones de constitución de la UGH, el operador del sistema podrá requerir al solicitante la información que considere oportuna, consignando un plazo de respuesta para dicho requerimiento de información de al menos diez días hábiles.

Mientras el expediente no se resuelva, el solicitante y las unidades físicas afectadas continuarán participando en el mercado de electricidad conforme a las unidades de programación vigentes.»

Octavo.

Se modifica el apartado 2.6 «Unidades de programación genéricas» del Anexo II «Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español», que queda redactado del siguiente modo:

«2.6 Unidades de programación genéricas. Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica. Con dicha

unidad el participante en el mercado podrá programar todas las entregas o tomas de energía en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas de largo plazo (anual y mensual) en la interconexión entre España y Francia.
- Nominación del contrato bilateral correspondiente, en caso de aplicación de las subastas de respaldo por desacoplamiento de mercados en horizonte diario.
- La integración en el mercado de la energía comprometida en contratos bilaterales físicos.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a unidades de programación genéricas en el programa PDBF deberá ser nulo. A tal efecto, los participantes en el mercado podrán participar en el mercado diario o realizar los correspondientes contratos bilaterales antes y después del mercado diario.»

## ANEXO II

### Modificación del procedimiento de operación del sistema eléctrico 3.2 «Restricciones técnicas»

Primero.

Se modifica el apartado 4.5 «Características de las ofertas», que queda redactado del siguiente modo:

«4.5 Características de las ofertas. Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el PM asociado a la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar asociada, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

- Tipo de oferta (generación, importación, consumo de bombeo, almacenamiento o demanda).
- Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

- Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación de los días en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado inferior a 1 €/MWh en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. Esta validación se aplicará desde el momento en el que el OS haya integrado en su sistema los precios marginales del mercado diario o de cualquiera de las sesiones de subastas intradiarias. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menor entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

- Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada: Este precio podrá ser negativo en todos los periodos de programación en los que el precio marginal resultante del mercado diario o de alguna de las sesiones de subastas del mercado intradiario haya resultado inferior a 1 €/MWh en uno o más de los periodos del horizonte de programación correspondiente al día en cuestión. Esta validación se aplicará desde el momento en el que el OS haya integrado en su sistema los precios marginales del mercado diario o de cualquiera de las sesiones de subastas intradiarias. El precio de la oferta de restricciones no podrá ser menor que el límite técnico inferior de precio establecido, en su caso, para las ofertas al mercado diario, o el menor entre el mínimo del diario y las subastas del intradiario si ambos fueran distintos.

- Para los grupos térmicos:

- Se deberán incorporar los tiempos de preaviso desde orden de arranque hasta mínimo técnico, en frío y en caliente, ambos declarados en minutos, a los efectos de determinar las soluciones técnicamente válidas para resolver una restricción. En el caso de los ciclos combinados multiteje, se deberán facilitar los tiempos de preaviso por cada modo de funcionamiento, así como el tiempo de preaviso para el arranque de una turbina de gas adicional.

- Se podrán incorporar los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque en frío.
- Coste de arranque en caliente, que deberá ser igual o inferior al coste de arranque en frío.

- Para los grupos térmicos correspondientes a ciclos combinados multiteje, se podrán incorporar también los siguientes términos específicos:

- Coste de arranque de una turbina de gas adicional.
- Coste para cada hora en la que se requiera la programación de una turbina de gas adicional.

- Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de compra y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la unidad participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Podrán establecerse límites de precios máximos y/o mínimos, tanto de la energía ofertada como de los términos específicos, de aplicación a aquellas zonas en las que se constate la existencia de restricciones sistemáticas con un bajo nivel de competencia en los medios disponibles para su resolución. Dichos límites, así como las condiciones para su aplicación, serán fijados por resolución de la CNMC y tendrán carácter temporal.

Aspectos para tener en consideración, al menos, hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español:

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF tendrán carácter horario, mientras que las actualizaciones para el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real deberán tener carácter cuarto-horario. En caso de que la oferta presentada al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF no se actualice en tiempo real se adaptará automáticamente a periodos cuarto-horarios.»

Segundo.

Se modifica el párrafo trasantepenúltimo del apartado 6.1.3.b).1 «Restricciones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad poscontingencia o ambos», que queda redactado del siguiente modo:

«En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF mediante prorrata se respetará, a igualdad de prioridad de despacho, el mínimo técnico de las unidades y los programas de energía en uno o más de los periodos de programación de las tres primeras horas del horizonte de programación a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad. Si una vez reducida al mínimo técnico la producción de los grupos, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.»

Tercero.

Se añade un nuevo apartado 6.5 «Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento, con la redacción siguiente, y se numera como 6.6 el actual apartado 6.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de solución de las restricciones técnicas del PDBF»:

«6.5 Solución parcial de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento. El OS realizará sus mejores esfuerzos para resolver las restricciones técnicas del PDBF, cumpliendo en todo caso con la hora de publicación del PDVP de las 14:45 horas, para no afectar a la realización de la subasta intradiaria, siempre que el PDBF esté ya publicado.

Las modificaciones de programa y las limitaciones por seguridad que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF y que no hayan sido incorporadas en la publicación del PDVP, se establecerán en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.»

## ANEXO III

**Modificación del procedimiento de operación del sistema eléctrico 14.4 «derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema»**

Primero.

Se modifica el apartado 15.5 «Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones», que queda redactado del siguiente modo:

«15.5 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones. La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en la misma se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

Se anotará horariamente un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

$DCDESC = ENEDESCI \times PDESVS$ , si el descuadre es en sentido importador.  
 $OPDESC = ENEDESCE \times PDESVB$ , si el descuadre es en sentido exportador.

Donde:

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador enviado al OS desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en la «Circular 3/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación del sistema». Se procederá de igual forma con el saldo horario que resulte en la interconexión con Portugal.»