

ANEXO III
COMENTARIOS RECIBIDOS CON
CARÁCTER NO CONFIDENCIAL

COMENTARIOS A LA CONSULTA PÚBLICA PARA LA ADAPTACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS A LA NEGOCIACIÓN CUARTO-HORARIA Y A LA NUEVA TIPOLOGÍA DE OFERTAS DEL MERCADO DIARIO

En Vigo, a 28 de noviembre de 2024

Estimados/as señores/as,

Las comercializadoras de energía eléctrica integrantes en ACENEL (Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica), señaladas en el Anexo del presente documento, con CIF G-67874214, sita en C/ Vendimia, nº 6 – 03320 Torrellano, Elche (Alicante) y actuando su Presidente D. Javier Colón Cortegoso, con DNI [REDACTED] en su representación, realizamos los siguientes comentarios.

Contenido

Primero – Aprovechando el mercado cuartohorario.....	2
Sobre las rondas del Mercado Intradía Continuo (MIC)	2
Sobre el desacople entre el ISP15 (Imbalance Settlement Period) y el MTU15 (Market Time Unit).....	2
Segundo – Sobre REMIT	2
Tercero – Otros aspectos	3
Sobre el plazo para envío de desagregaciones	3
Sobre los seguros de caución	3
Sobre la Regla 18.1	4
Sobre los excedentes de autoconsumidores	4
Sobre el uso de potencia versus energía.....	5
Sobre las habilitaciones de herramientas	5
Sobre el Rollback	6
ANEXO –COMERCIALIZADORAS Y EMPRESAS DE ACENEL	6

Primero – Aprovechando el mercado cuartohorario

Sobre las rondas del Mercado Intradía Continuo (MIC)

Teniendo en cuenta que los beneficios de la implantación de un mercado cuartohorario proviene tanto de la posibilidad de realizar un mejor ajuste en la programación de energía, como la posible mayor cercanía con el tiempo real, entendemos que mantener el mismo horario para el cierre de una Ronda que engloba toda una hora (cuatro contratos cuartohorarios) debería ser modificado, en cuanto se pueda, para que haya Rondas cuartohorarias y estas se vayan cerrando mucho más cerca del tiempo real.

Sobre el desacople entre el ISP15 (Imbalance Settlement Period) y el MTU15 (Market Time Unit)

Teniendo en cuenta que la regulación europea impone a los NEMOs la obligación de facilitar a los participantes en el mercado la oportunidad de comerciar con la energía en MTU al menos tan breves como el ISP; y que éste último pasará a tener una resolución cuartohoraria el 1 de diciembre de 2024 (aunque podría retrasarse hasta el 1 de enero de 2025 por parte de la CNMC), así como la incertidumbre y riesgo económico que el desacople según el cuál el MTU15 entrase en vigor (y sólo para mercados intradiarios) el 18 de marzo de 2025.

Pese a los esfuerzos que comprendemos que están realizando los Operadores del Sistema y del Mercado con un periodo transitorio en el establecimiento de medidas cuartohorarias para la liquidación por parte de REE y la garantía por parte de OMIE en que, al menos, dispondremos de MTU15 para los mercados intradiarios el 18 de marzo, sirva la presente para rogar a OMIE que realice sus mayores esfuerzos para llegar con el MTU15 en intradiarios al menos al 1 de enero de 2025 y que solicite a la CNMC que la entrada en vigor del ISP15 se retrase un mes más.

Segundo – Sobre REMIT

Solicitamos que el proceso de alta de un agente pueda ir avanzando en todas sus fases (registro inicial, obtención de acceso a las plataformas, envío de datos de liquidación y contacto, alta de unidades, etc.) y que la declaración del código ACER pueda ser realizado como último paso, habida cuenta que conseguir el citado es un proceso relativamente complejo y burocrático, que puede ser tramitado en paralelo.

Del mismo modo, solicitamos que el cobro por el servicio de reporte REMIT, sin perjuicio de que se contrate en el proceso de alta de un Agente de Mercado, no empiece a realizarse hasta el día en el cuál el Agente introduzca una oferta por primera vez, teniendo en cuenta que es posible

que existan semanas o incluso meses de demora entre la obtención de la condición de Agente de Mercado y la introducción de ofertas por el mismo. Inclusive, es posible que un Agente de Mercado nunca llegue a realizar ninguna oferta en mercado porque negocia toda la energía a través de bilaterales. En este último caso, no debería facturarse coste de reporte REMIT.

Consideramos, así mismo, que dado que existirá la obligación de contratar el reporte REMIT con OMIE o con quien ésta delegue, el precio del mismo debería estar regulado a través del Boletín Oficial del Estado o de una Instrucción o Resolución que haya sido sometida a consulta y establecida conjuntamente con la CNMC.

El coste del reporte REMIT, ahora mismo, creemos que es injusto puesto que paga el mismo importe una comercializadora que suba dos ofertas al día (una al mercado diario y otra a un mercado intradiario) que un grupo empresarial que sube cientos de ofertas al día y que negocia volúmenes de energía muy superiores. Creemos que el coste del reporte REMIT debería tener una indexación con el número de Unidades de Oferta activas y con el volumen de energía negociado.

Tercero – Otros aspectos

Sobre el plazo para envío de desagregaciones

Si el plazo para enviar desagregaciones es el cierre de cada ronda, podrá darse la circunstancia de que se realice una desagregación antes que una última transacción con una unidad portfolio, o que los agentes se vean en la obligación de retirar la oferta de las unidades portfolio segundos o minutos antes de que finalice la ronda. Entendemos que podría darse 1-2 minutos tras el cierre de cada Ronda para realizar la desagregación o, con rondas Qh (como se indica en el comentario primero), la información a intercambiar estaría más laminada en el tiempo, aunque habría más momentos de envío y recepción de mensajes, lo que reduciría la carga de información en un mismo momento.

Sobre los seguros de caución

Virtualmente, en la actualidad los seguros de caución no son una opción real para pequeños agentes, ya que las empresas aseguradoras se niegan a emitirlos para pequeñas compañías, dado que pueden ejecutarse no cuando hay siniestro, sino días antes de su vencimiento (sin existir ese siniestro).

Creemos que el modelo de seguros de caución debería modificarse para que se ejecuten sólo cuando hay siniestro (impago) y/o que, en su caso, dejen de considerarse a efectos de garantías con anterioridad al plazo actual. Es decir, que no pudieran ejecutarse si no se renueva la

garantía, sino que, a efectos de contabilizarlos como garantía, no sean considerados, por ejemplo, 10-15 días antes de su vencimiento.

Sobre la Regla 18.1

Creemos que la redacción del primer punto de esta regla no es nada claro ni intuitivo y puede impedir la aparición de nuevas figuras y modelos de negocio en mercado.

“Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al Sistema Informático del Operador del Mercado, a custodiar las claves de acceso informático, y a comunicar a dicho operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.”

Por ejemplo, no queda claro si las siguientes situaciones serían incorrectas:

- Que un Agente de Mercado contrate una licencia informática, en modalidad ‘Software as a Service’ (SaaS) web, a través de la cuál otra compañía les facilite una herramienta con la cuál puedan automatizar el envío de ofertas al mercado, debiendo instalar el certificado en los servidores del tecnólogo.
- Emplear herramientas de gestión de certificados como pueda ser Redtrust.

Adicionalmente, ahora mismo un Agente de Mercado que realice la actividad de representación, no podría tener otro representante por encima, aunque sea directamente (en nombre y por cuenta de). Esto impide que Agentes de Mercado que cuenten con unidades representadas, aunque sea sólo una pequeña instalación de producción u otra comercializadora de su grupo, no puede disponer de otro representante que les ayude a optimizar sus ofertas en mercado. Figura, la del optimizador, que existe en otros mercados europeos, especialmente vinculada al necesario desarrollo del almacenamiento.

Entendemos que igual que podrá existir la figura del agregador, complementaria a un comercializador y consumidor directo en mercado o a un representante de comercializadores, consumidores directos en mercado y productores vinculados con autoconsumos, podría existir la figura de empresa de software y la figura del optimizador, que se encuentren adecuadamente reflejadas en las reglas, con sus obligaciones y derechos, abriendo y ampliando mucho más las posibilidades del mercado a todos los agentes, sin importar su tamaño.

Sobre los excedentes de autoconsumidores

Se da la circunstancia, en muchas comercializadoras, que el volumen previsto de excedentes de autoconsumos con compensación, que se detrae del consumo elevado a barras de central, provoca que en algunos periodos (horarios y cuartohorarios), estos agentes debieran tener un programa vendedor en lugar de adquirente, lo que ahora mismo no se permite.

Esto impide a estos agentes realizar adecuadamente sus programaciones de energía, de forma contraria a la lógica del funcionamiento del mercado y del sistema eléctrico, e impacta económicamente tanto en estos agentes como en el conjunto.

Creemos que debería permitirse, a estas Unidades de Oferta, tener un programa vendedor, además de comprador. La potencia máxima de venta podría venir establecida por el conjunto de potencias de generación de las instalaciones de los autoconsumos correspondientes, establecida por REE y permanentemente actualizada. En caso de que este proceso sea excesivamente complejo para implementarlo en el corto plazo, que la potencia máxima de venta sea igual o menor a la máxima energía adquirida, según el programa horario final, en días previos, o a la energía media adquirida.

Esto permitiría a comercializadores realizar ventas, al menos, hasta una cifra que con bastante probabilidad les dará margen para programar correctamente estos excedentes, sin permitir que unos pocos agentes fraudulentos pasen a tener un programa vendedor constante, hasta que se pueda desarrollar el modelo definitivo vinculado a la potencia real de generación de los autoconsumos asociados con compensación.

Sobre el uso de potencia versus energía

Con el paso al mercado cuartohorario se establecería, también, el paso de trabajar con cantidades en energía a hacerlo en potencia en relación con las ofertas.

Creemos que, habida cuenta que las medidas de consumo cuartohorarias se publican en energía, los programas del Operador del Sistema también, así como a que las liquidaciones se seguirán realizando en energía, sería más adecuado y menos confuso mantener las ofertas en energía, sin que sea necesario publicar los programas por parte de OMIE tanto en potencia como en energía ni realizar ningún tipo de conversión.

La cantidad mínima por cuarto de hora se establecería en 0,025 MWh.

Sobre las habilitaciones de herramientas

Una vez se impongan las exigencias de habilitación de herramientas (en relación con el web de mercado, ya que para el MIC ya existe la obligación) o se realicen actualizaciones por parte del Operador del Mercado en los formatos, especificaciones, indicadores de cumplimiento, etc. debe garantizarse un plazo de tiempo prudencial para que los desarrolladores de las mismas puedan adaptarlas (mínimo 1-2 meses, siendo el periodo más largo en caso de actualizaciones de calado), siempre y cuando se haya publicado previamente toda la información necesaria y se garantice la existencia de periodos de prueba lo suficientemente amplios y exhaustivos, así como la total colaboración por parte del Operador del Mercado en la resolución de dudas, como realmente ya se viene realizando en la práctica.

Así mismo, creemos que las reglas deben establecer que los aplicativos/herramientas pueden ser desarrollados por cualquier compañía, siempre que cumplan con los estándares establecidos en las reglas de mercado y por parte de OMIE, y no sólo por los agentes de mercado.

Sobre el Rollback

Aparentemente, no vemos que exista posibilidad de Rollback en el escenario probable en el cuál los mercados intradiarios pasan a cuartohorario, manteniendo el mercado diario horario y con la nueva tipología de ofertas, y creemos que debería existir esa posibilidad.

ANEXO –COMERCIALIZADORAS Y EMPRESAS DE ACENEL

EMPRESA	CIF	CÓDIGO	EMPRESA	CIF	CÓDIGO
Neuro Energía y Gestión SL	B95899928		Daimuz Energía SL	B04787024	R2-525
BIROU GAS S.L.	B39806062	R2-794	COX ENERGÍA COMERCIALIZADORA ESPAÑA S.L.U.	B87166435	R2-560
ENERGIA VIVA SPAIN, S.L.	B66296401	R2-634	GOIENER S.COOP	F75074872	R2-460
ENERPLUS ENERGIA, S.A.	A56005903	R2-550	ALUMBRA CORPORACIÓN, S.L.	B66436437	R2-849
Carvisa Energía SL	B85969491	R2-453	ENERGIA NUFRI SL	B25821356	R2-676
IM3 Energía SLU	B75106500	R2-514	ENERGY TRADER SOLUTIONS, S.L.	B54744073	R2-513
Luzía Energía, S.L.	B90332776	R2-755	HELIOS ENERGÍA INTELIGENTE, S.L.	B05299193	R2-880
RELUZCA ENERGÍA, S.L.	B87327128	R2-859	CYE ENERGIA SL	B98516693	R2-475
Simplex Energía de España, SL	B87599304	R2-646	ENDI ENERGY TRADING SL	B95960365	R2-778
INTELIGENCIA PARA EL AHORRO ENERGÉTICO, S.L.	B13520069	R2-678	NEXT ENERGIA XXI, S.L.	B04997896	R2-897
AUSARTA PRIMA, S.L.	B95868188	R2-666	ALPEX IBERICA DE ENERGIA, S.L.U	B87910352	R2-761
Pulsar Servicios Energéticos S.L.	B91794941	R2-563	LA VALL COMERCIALIZADORA ELECTRICA, S.L.	B09868704	R2-939
CORPORACIÓN ALIMENTARIA GUISSONA, S.A	A25445131	R2-496	SERVICIOS ENERGETICOS AVANZADOS, S.L.	B13900816	R2-1000
GLOBAL BIOSFERA PROTEC S.L.	B75035592	R2-536	ADELFA ENERGIA SL	B26500231	R2-466
SWAP ENERGIA SA	A75128660	R2-620	WATIUM, S.L.	B86459260	R2-449
GLOBELIGHT ENERGY S.L	B19318401	R2-732	SYDER COMERCIALIZADORA VERDE SL	B99275851	R2-388
PETRONIEVES ENERGIA 1, SL	B65940322	R2-497	VISALIA ENERGIA S.L.	B67302489	R2-747
Servigas s.XXI S.A.	A99262610	R2-546	ESTRATEGIAS ELÉCTRICAS INTEGRALES, S.A.	A12890422	R2-534
DOMESTICA GAS Y ELECTRICIDAD SLU	B99340564	R2-675	ENERXIA GALEGA MAIS SLU	B27266279	R2-543
ROFEICA ENERGIA, S.A	A61621843	R2-545	AIRE LIMPIO SL	B02469096	R2-746
Kilowatios Verdes, S.L.	B99485559	R2-653			

CONSULTA PÚBLICA PARA LA ADAPTACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS A LA NEGOCIACIÓN CUARTO- HORARIA Y A LA NUEVA TIPOLOGÍA DE OFERTAS DEL MERCADO DIARIO

1. El Operador de Mercado somete a consulta pública una propuesta de modificaciones de reglas del mercado que considera necesarias para el cambio de negociación y liquidación a productos cuarto-horarios (MTU15).
2. Desde la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc) agradecemos la oportunidad de aportar nuestros comentarios a esta propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados y, dentro del plazo concedido, que finaliza el día 29 de noviembre, procedemos a formular las observaciones siguientes:

Sobre la migración al nuevo sistema de ofertas

3. En relación con los formatos de oferta, desde aelēc seríamos partidarios de reflejar en las reglas de mercado la capacidad de poder negociar los productos Linked Block Orders and Flexible Orders, aunque la aplicación efectiva de algunos de ellos se produzca con posterioridad, haciendo posible una implantación por fases. En este sentido, sería positivo que las reglas reflejaran una reevaluación periódica de OMIE de las necesidades de los agentes.
4. Por otro lado, se debería incorporar la nueva tipología de ofertas a partir del 18 de marzo, pero manteniendo también la oferta actual de condición de ingresos mínimos hasta lo que permite la decisión de ACER, esto es, hasta que se implemente la negociación cuarto-horaria en el mercado diario. Tratándose de un periodo de adaptación sería interesante que pudieran convivir ambos tipos de tipologías.

Sobre los intercambios de información en los 96 periodos de programación

5. La migración hacia los 96 periodos de programación se producirá cuando los operadores del sistema ibérico estén preparados y en función de la decisión que se tome al respecto en Francia.
6. Para llevar a cabo dicha migración, el operador de mercado ha manifestado en el Comité de Agentes del Mercado que será necesario aligerar los intercambios de información entre los operadores de los sistemas ibéricos y el operador del mercado y que tales intercambios serán objeto de un nuevo trámite de consulta de reglas de mercado.
7. A este respecto, desde aeléc manifestamos que dicho trámite tendría que realizarse lo antes posible y con la suficiente antelación, delimitando qué reglas se verían afectadas y en qué sentido se modificarían. No solo es necesario cumplir el plazo de un mes de un trámite de consulta, sino que los trámites de consulta tienen que iniciarse con suficiente antelación para que los agentes puedan anticipar los cambios, aunque la fecha de implantación de las modificaciones no esté determinada y aunque sea necesaria una implantación dinámica de las modificaciones, en la que sea necesario hacer reajustes sobre la propuesta de modificación inicial.

Sobre la limitación en los bloques

8. El número máximo de 25 tramos está fijado en el apartado 2.1 (Ofertas simples), y el número máximo de 5 bloques simples en el apartado 2.2.2 (Bloque Simple) y 2.2.3 (Grupo Exclusivo de Bloques Simples). Se solicita aclaración de si son fijados por el algoritmo central y/o el NEMO de cada zona y si pueden cambiar. En cualquier caso, es conveniente parametrizar estos máximos por si en un futuro hubiera que ajustarlos por algún tipo de instrucción o por alguna otra razón, en vez de que dejarlos fijos en el BOE. Se aconseja también reevaluar las necesidades de aumentar estos parámetros

con los agentes, al tiempo que se revisan los productos disponibles, como se sugiere en el punto 3.

Sobre la limitación a la participación en el mercado de las unidades de oferta que incumplan los requerimientos de reporte REMIT

9. Según la regla propuesta 10.3, el operador del mercado tendría la potestad de suspender la negociación de un participante que no cumpla con los requisitos de registro y reporting de REMIT.
10. Se trataría, sin embargo, de una suspensión de negociación por criterios no técnicos, sino por un motivo sobre el que sería más apropiado que se pronunciara un ente regulador, como la CNMC o ERSE, según corresponda.

Sobre la limitación temporal para la comunicación al operador del mercado de la desagregación de las unidades de oferta

11. Se restringe el plazo de envío de desagregaciones en la regla 47.2. Llamamos la atención sobre el impacto que este ajuste puede tener en las operaciones en porfolio, ya que se desaprovechan los momentos cercanos al cierre para operar en el continuo con esa modalidad, lo que supone una desigualdad con el resto de los participantes en el mercado europeos. Proponemos como alternativa que los operadores del sistema recibieran directamente las nominaciones directamente, y estudiar vías de flexibilización de las condiciones de operativa para los porfolios (p.ej. operar por el neto, poder crear diferentes porfolios).

Sobre el control de potencia disponible en la regla adicional segunda

12. Según la regla adicional segunda que se propone, para el cálculo de la indisponibilidad horaria en la validación de ofertas del mercado diario, se tomará el valor más restrictivo entre los cuatro periodos cuarto-horarios pertenecientes a cada hora.
13. Esta restricción puede dar lugar a problemas puntuales evitables, como un rechazo imprevisto de oferta, que se puede evitar si se adopta un control

menos exhaustivo en aras de la eficiencia del mercado y la seguridad de las operaciones.

14. Por tanto, sugerimos que se tome como referencia el valor menos restrictivo entre los cuatro periodos cuarto-horarios.

Sobre los cambios realizados en la regla 12

15. Agradecemos la iniciativa de reformar la regla 12 para dar más claridad. Observamos en particular que se ha eliminado el siguiente párrafo de las reglas vigentes:

Cada unidad de oferta sea de venta o de compra, corresponderá con una unidad de programación. Una unidad de programación no podrá estar asociada a más de una unidad de oferta

16. Sin embargo, se mantiene el siguiente párrafo en el punto a):

El alta de una unidad de programación en el operador del sistema será coordinada con el alta de la unidad de oferta del agente en el operador del mercado, de acuerdo con los procedimientos habituales de coordinación entre operadores. Para un agente del mercado no podrá existir una unidad de oferta sin unidad de programación, ni una unidad de programación sin unidad de oferta

17. Si este ajuste de redacción implica que los agentes van a contar con más flexibilidad para constituir sus unidades de oferta, valoramos muy positivamente el cambio, en línea con nuestras alegaciones de trámites pasados, y solicitamos aclaración del operador del mercado de los pasos siguientes para implantar esa flexibilidad

Nombre de Empresa/entidad

ALIO ENERGIA S.L.

Marcar si desea que su respuesta sea confidencial

No

Consulta Pública

CONSULTA PÚBLICA PARA LA ADAPTACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS A LA NEGOCIACIÓN CUARTO-HORARIA Y A LA NUEVA TIPOLOGÍA DE OFERTAS DEL MERCADO DIARIO

Comentarios a las consultas

La modificación del funcionamiento de los mercados a negociación cuarto-horaria en lugar de horaria implica la compra de energía por parte de las empresas comercializadoras en periodos más cortos.

Actualmente, las ofertas se presentan en el mercado con un máximo de 1 decimal acorde con las normas de funcionamiento del mercado, lo cual implica que la compra mínima para el actual periodo horario es de 0,1 MWh / hora y el tramo mínimo entre cantidades de energía a ofertar resulta similar.

El paso a negociación cuarto-horaria, asociado además al cambio a periodos de liquidación cuarto-horaria por parte del operador del sistema, requiere de más exactitud en las compras por parte de los agentes para evitar incurrir en desvíos que repercutan negativamente a su resultado operativo.

Para evitar que esta modificación en el funcionamiento del mercado afecte negativamente a los agentes, especialmente a aquellos con un volumen de comprar pequeño, es necesario aumentar el número de decimales con el que se pueden presentar las ofertas en el mercado. Dado que en los periodos de liquidación cuarto-horaria el consumo será previsiblemente un 25% del consumo actual para periodos de liquidación horaria, debería reducirse en la misma proporción la cantidad mínima entre tramos de ofertas de energía. Una buena solución a este problema sería realizar las ofertas en el mercado con 2 decimales.

ALEGACIONES ARMIE A LA CONSULTA PÚBLICA PARA LA ADAPTACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS A LA NEGOCIACIÓN CUARTO-HORARIA Y A LA NUEVA TIPOLOGÍA DE OFERTAS DEL MERCADO DIARIO

Dña. M^a Belén de la Fuente Bueno, en nombre y representación de la Asociación de Representantes en el Mercado Ibérico de Electricidad (en adelante ARMIE), en su condición de Presidenta de la Asociación, expone a continuación la posición de esta asociación sobre la *consulta pública para la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario*.

PREVIO

I.- Que, la Asociación de Representantes en el Mercado Ibérico de la Electricidad (ARMIE), aúna a gran parte de los representantes de instalaciones de producción de energía eléctrica ante el Operador del Mercado (“OM” u “OMIE”), el Operador del Sistema (“OS” o “REE”) y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (“CNMC”).

II.- Que, como agentes del mercado, realizamos la representación de todo tipo de productores y auto consumidores con excedentes, realizando la presentación de ofertas en el OM, siendo el sujeto liquidador, gestionando los reportes REMIT y presentando las garantías necesarias para la operación.

III.- Que la consulta pública se centra en: (i) puesta en funcionamiento del periodo de negociación cuarto-horario en los mercados diarios e intradiarios, (ii) sustitución de la actual tipología de ofertas complejas, (iii) adaptación de la liquidación económica de los mercados diario e intradiarios al periodo de negociación cuarto-horario y, (iv) adaptación de las reglas a las obligaciones derivadas de la entrada en vigor del nuevo Reglamento 2024/1106, de 11 de abril de 2024, que modifica el Reglamento 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT II).

IV.- Que en el “Seventh Market Coupling Consultative Group meeting”, que tuvo lugar el pasado viernes 8 de noviembre, se anunció que el proyecto SDAC (Single

Day Ahead Coupling), consistente en el paso del mercado diario a un Market Time Unit (MTU) de 15 minutos, no iba a estar listo para el 18 de marzo de 2025 y de momento no hay prevista ninguna fecha de implementación.

V.- Que desde ARMIE se agradece el esfuerzo que desde el Operador del Mercado se ha realizado para poder llevar a los agentes una solución que minimice el tiempo de desacoplamiento entre el Imbalance Settlement Period (ISP) en 15 minutos y el Market Time Unit (MTU) en 15 minutos.

Que, en virtud de lo anterior, venimos a formular las presentes alegaciones;

ALEGACIONES

UNO. – Fecha de efectividad.

En el apartado *Fecha de Efectividad*, se indica que estas reglas serán de aplicación para todos los mercados, diario e intradiarios, a partir del día 18 de marzo de 2025, con horizonte de negociación el día 19 de marzo de 2025.

Aunque en el documento explicativo, de fecha 29 de octubre de la consulta pública, en su punto 4, se indica que las reglas quedan preparadas para 2 escenarios:

- Un primer escenario en el que no existen retrasos por parte del proyecto SDAC y por tanto el día 18 de marzo de 2025, el mercado diario y los mercados intradiarios se negocien en periodos cuarto-horarios.
- Un segundo escenario, donde la negociación del mercado diario continuaría realizándose en periodos horarios, y la negociación de los mercados intradiarios (tanto de subastas IDA como intradiario continuo) lo harían en periodos de negociación cuarto-horarios.

Lo cierto es que el primer escenario ya sabemos que no se va a dar por lo indicado en el apartado IV del punto anterior, por lo que nos encontramos ya en el segundo escenario.

Esto significa que los agentes tendremos que adaptar nuestros sistemas: envío de ofertas, recepción de ficheros, liquidaciones, etc para que estén preparados a negociar en dos MTU diferentes.

También hay que tener en cuenta el ritmo y la cantidad de adaptaciones que los agentes del mercado estamos llevando a cabo y deberemos hacer frente en un corto periodo de tiempo:

- Mar-24: fase 1 de adaptación al Imbalance Settlement Period (ISP) 15 min.
- Jun-24: Implantación del Intraday Auction (IDA).
- Nov-24: Proyecto SRS.
- Dic-24: Proyecto MARI + ISP15 fase 1b.
- Mar-25: Cambio de tipología de ofertas.
- May-25: proyecto Picasso.

Añadir también que, en el mercado eléctrico español, el periodo de liquidación comprende siempre periodos mensuales completos y el realizar un cambio tan relevante como este en medio de un mes, cuando además pasados 10 días de la implementación de este cambio tendrá lugar el día de operación de cambio de hora de 23 horas, entendemos que, la fecha del 18 de marzo de 2025 no va a conllevar para los agentes de mercado ninguna ventaja, sino todo lo contrario, haciendo que la inversión en sistemas sea mayor y con mayor riesgo de fallos a todos los niveles.

Por último, indicar que, una vez se disponga de intradiarios con MTU 15, entrará también en funcionamiento la fase 2 del ISP 15, lo que supone otro cambio más a tener en cuenta por los agentes del mercado.

Por todo ello, solicitamos que la fecha de implantación del MTU 15 min. para los mercados intradiarios se realice teniendo en cuenta un mes completo, esto es, el 31 de marzo para la operación del 1 de abril.

Somos conscientes de que la implantación del MTU 15 para los mercados intradiarios debe estar coordinada con el resto de NEMOs (Nominated Electricity Market Operators), y que se debe minimizar, en la medida de lo posible, el periodo de asincronía en el que nos encontramos entre el ISP15 y el MTU15, pero esto no debe plantearse como un objetivo que legitime impactos negativos a los agentes de mercado, pues, como ya hemos comentado, entendemos que:

- (i) el ahorro en la adaptación de los sistemas, no solo para el envío de ofertas, sino también de liquidación,
- (ii) el gran riesgo técnico que supone mantener simultáneamente una negociación horaria en el diario y cuarto-horaria en los intradiarios,
- (iii) la minimización de errores,
- (iv) el haber pasado el día de operación de 23 horas y,
- (v) la dificultad operativa de tener que realizar ofertas para el diario en energía y para los intradiarios en potencia,

son todas ellas condiciones de peso suficientes para llevar el **cambio al 1 de abril**.

Sin otro particular esperamos tengan en consideración las alegaciones realizadas.

En Madrid a 28 de noviembre de 2024



Dña. M^a Belén de la Fuente Bueno
Presidenta ARMIE



OMIE – Consulta Pública

Consulta pública para la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario

Índice

1.	Contexto	3
2.	Comentarios	3
2.1.	Tipología de ofertas admitidas.....	3
2.2.	Participación con unidades de porfolio	4
2.3.	Tiempos de desagregación.....	5
2.4.	Validaciones de potencia máxima.....	5
2.5.	Regla 51.1. y Regla 51.2 Incidencia en la publicación del programa horario final y programa horario final continuo.....	5
2.6.	Regla 59.3. Acceso a las plataformas de los sistemas de información del operador del mercado.....	6
2.7.	Regla Adicional Segunda.....	7
2.8.	Anexo 2 – plazos limitaciones e indisponibilidades.....	8

1. Contexto

Esta consulta pública tiene como objetivo presentar a los agentes la propuesta de modificación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Electricidad, para incluir los cambios necesarios que permitan la implementación de las siguientes medidas:

- Puesta en funcionamiento del periodo de negociación cuarto-horario en los mercados diario e intradiarios.
- Sustitución de la actual tipología de ofertas complejas del mercado diario por una nueva tipología que reduce el impacto en el rendimiento del algoritmo de casación del mercado diario junto con la negociación cuarto-horaria, en línea con la reciente decisión de ACER “Products That Can be Taken into Account in the Single Day-Ahead Coupling” de 25 de septiembre de 2024.
- Adaptación de la liquidación económica de los mercados diario e intradiarios al periodo de negociación cuarto-horario.
- Adaptación de las reglas a las obligaciones derivadas de la entrada en vigor, el pasado 7 de mayo de 2024, del nuevo Reglamento 2024/1106, de 11 de abril de 2024, que modifica el Reglamento 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT II).
- Adicionalmente a las propuestas de cambio por los motivos explicados anteriormente, se han actualizado otras reglas con objeto de incluir precisiones, correcciones en la redacción, reestructuración del texto y otros motivos considerados necesarios.

2. Comentarios

Como comentario previo, EDP reconoce como positiva la propuesta que permitirá negociar en periodos de tiempo iguales a los del ISP, previsto en España en una primera fase para el 01/12/2024 y en Portugal para el primer día del mes siguiente a la entrada del MTU15 (en mercado diario o intradiario). Sin embargo, existen algunos puntos que consideramos deben revisarse y que detallamos a continuación.

2.1. Tipología de ofertas admitidas

Tal y como ya expresamos en la consulta previa correspondiente a la adaptación de las reglas a las nuevas subastas intradiarias IDAS, reiteramos nuestra solicitud de que se incluyan en los anexos 1 y 2 de la actual propuesta de reglas todos los tipos de oferta disponibles y permitidos por Euphemia, tanto obligatorios como opcionales, estableciendo si es necesario un calendario de implantación en caso de no poder hacerlo de forma inmediata.

En concreto, en relación con el Anexo 1, las “ofertas simples” tal como se describen en el borrador de propuesta corresponden a las “órdenes MTU” definidas en la Decisión ACER 13/2024 sobre las ofertas disponibles en el SDAC. Sin embargo, la propuesta no parece incorporar las “Period Orders”, definidas también en la misma Decisión ACER como ofertas obligatorias.

En cuanto a las ofertas opcionales, reconociendo ya el esfuerzo de OMIE en implementar grupos exclusivos de bloques simples, volvemos a destacar la especial relevancia de incluir todo tipo de grupos complejos (“Linked Block Orders” y “Flexible Orders”) para permitir a los agentes ibéricos competir en igualdad de condiciones con otros agentes europeos.

También es importante resaltar que la exclusión de ofertas complejas en las IDAS elimina una de las principales funciones de las subastas intradiarias, que es la de permitir la participación de centrales térmicas a través de este tipo de ofertas, ya que, dada su especificidad, estas centrales deben estar en funcionamiento por periodos más largos de tiempo que los disponibles en XBID, de forma a posibilitar obtener rentabilidad económica.

En cuanto a la eliminación de las Condiciones de Ingresos Mínimos (MIC) y su sustitución por las “Scalable Complex Orders” (SCO), queremos hacer notar que la obligación de eliminación de las MIC no es obligatoria hasta que el mercado diario pase a 15 minutos, por lo que en la medida de lo posible valoraríamos positivo que se permitieran ambos tipos de ofertas, dejando disponibles las MIC hasta el límite establecido por la decisión de ACER.

Finalmente, hacemos notar que en Portugal las ofertas del mercado diario son utilizadas para la programación de restricciones, por lo que el cambio en los tipos de ofertas deberá necesariamente ir acompañado de la actualización de los procedimientos de operación asociados, por lo que solicitamos que haya una coordinación con REN en cuanto a la implementación del mercado cuarto-horario. En el caso de REE, ya se ha recibido la correspondiente propuesta de adaptación de procedimientos de operación, que procederemos a analizar.

2.2. Participación con unidades de portfolio

Con el objetivo de mejorar las reglas de participación en mercado que permitan un aumento de la eficiencia del sistema, EDP sostiene que las reglas deberían permitir a los agentes participar en las IDAS e en el mercado diario en unidades de portfolio, teniendo especial relevancia para el establecimiento de unas condiciones equitativas entre los agentes ibéricos y los demás agentes europeos.

Efectivamente, la imposibilidad de participar en portfolio crea una situación discriminatoria y perjudica a los agentes ibéricos al limitar la operación optimizada de sus activos, además de introducir dificultades operativas a la hora de insertar ofertas en diferentes plataformas, con una MTU (market time unit) de 15 minutos que aumentará

considerablemente el número de ofertas a presentar, si éstas no pueden realizarse en unidades de portfolio.

En la Regla 12.^a, relativa al alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado, se detalla expresamente que “Las unidades portfolio únicamente podrán participar en el mercado intradiario continuo, no estando habilitadas para su participación en el mercado diario ni en las subastas intradiarias”. Consideramos que, en el cambio que se va a realizar de implementación de la MTU de 15 minutos, debería revisarse esta limitación que deja a Iberia en inferioridad de condiciones con respecto al resto de participantes europeos en el mercado diario y en las IDAS.

2.3. Tiempos de desagregación

En el envío de las desagregaciones de las unidades portfolio no estamos de acuerdo con el cambio propuesto en la regla 47.2 de eliminar el plazo de 5 minutos para el envío de éstas con posterioridad al cierre de la ronda. Debe permitirse el envío de oferta hasta el último minuto de la ronda, dejando plazo con posterioridad para el envío de la desagregación correspondiente. Obligar al envío de la desagregación dentro del plazo de la ronda, reduce el tiempo efectivo disponible para el envío de ofertas. Solicitamos que se mantenga la redacción previa para esta regla.

2.4. Validaciones de potencia máxima

Con relación a la regla “30.1. VALIDACIÓN DE OFERTAS PREVIA A LA CASACIÓN” queremos expresar que la responsabilidad de cumplir con las potencias máximas de las unidades debe ser del agente, y en caso de incumplir llegado el tiempo real esta validación, debería penalizarse al titular de la unidad que haya incumplido, pero no debería ser motivo de rechazo de las ofertas. Es decir, si en un primer mercado se supera la potencia máxima, dado que por delante hay nuevos mercados en los que el agente puede subsanar dicho error, no debería rechazarse esa oferta, y sí permitirse que el agente subsane con posterioridad. Se deben emitir los avisos correspondientes y si finalmente no se ha corregido, establecer la penalización que se considere adecuada para incentivar que se cumpla la validación.

2.5. Regla 51.1. y Regla 51.2 Incidencia en la publicación del programa horario final y programa horario final continuo.

En todo momento se hace referencia al PHF o PHFC previo, pero si esta incidencia ocurre en la primera subasta o ronda, debe matizarse la redacción, entendiendo que en ese caso el PHF que se publicará coincidirá con el PDVP. Solicitamos aclaración sobre si la incidencia puede ser total o parcial, es decir, si afecta a todos los periodos de negociación de la subasta o ronda, o si la anulación puede afectar solo a periodos concretos.

2.6. Regla 59.3. Acceso a las plataformas de los sistemas de información del operador del mercado.

En la propuesta se indica:

59.3.3. INCUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES Y COMPORTAMIENTOS ANÓMALOS

En caso de incumplimiento de las obligaciones de los accesos a través de Herramientas por parte de un agente, así como ante la aparición de situaciones o comportamientos anómalos de la Herramienta, o de riesgo para el buen funcionamiento del mercado, el operador del mercado se reserva el derecho de adoptar en relación con la Herramienta todas aquellas medidas que estime necesarias o convenientes para evitar consecuencias lesivas para el mercado, incluyendo, entre otras, la baja del certificado de acceso que esté causando el problema, la denegación de acceso a la plataforma de negociación del mercado afectado, la retirada de la Habilitación de la Herramienta, temporal o permanentemente, el requerimiento de nuevas pruebas en relación a la Herramienta o la exigencia de una nueva Habilitación de la Herramienta por parte del agente.”

Proponemos modificar la redacción para que, en caso de que se produzcan las situaciones aquí indicadas, el operador del mercado avise previamente al agente de la situación instando a la solución inmediata, y tras el aviso sea cuando pueda adoptar las medidas que estime oportunas. Proponemos la siguiente redacción:

59.3.3. INCUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES Y COMPORTAMIENTOS ANÓMALOS

En caso de incumplimiento de las obligaciones de los accesos a través de Herramientas por parte de un agente, así como ante la aparición de situaciones o comportamientos anómalos de la Herramienta, o de riesgo para el buen funcionamiento del mercado, el operador del mercado **avisará al agente del incumplimiento provocado y** se reserva el derecho de adoptar en relación con la Herramienta todas aquellas medidas que estime necesarias o convenientes para evitar consecuencias lesivas para el mercado, ~~incluyendo, entre otras siendo éstas, la baja el bloqueo~~ del certificado de acceso que esté causando el problema, la denegación de acceso a la plataforma de negociación del mercado afectado, la retirada de la Habilitación de la Herramienta, temporal o permanentemente, el requerimiento de nuevas pruebas en relación a la Herramienta o la exigencia de una nueva Habilitación de la Herramienta por parte del agente.”

En la regla 59.3.2 se establece que “Para poder operar en producción con las Herramientas desarrolladas por los propios agentes, el operador de mercado podrá

requerir o no, en función de la plataforma accedida, del tipo de acceso a la plataforma y del volumen de información intercambiada, de una Habilitación expresa de dicho aplicativo por parte del operador del mercado.” En nuestra opinión debería distinguirse claramente entre herramientas que afecten al sistema de ofertas de las de solo descarga de información, entendiéndose que el acceso a ofertas sí debe requerir habilitación, pero no debería ser necesaria para herramientas que exclusivamente se utilicen para la descarga de información.

Adicionalmente nos gustaría solicitar aclaración sobre si existe limitación en el número de herramientas que pueda implantar un agente. Para facilitar el desarrollo de éstas, o bien gestionar cambios de proveedor, nos gustaría confirmar que no hay limitación en el número de aplicativos que pueden estar habilitadas y funcionando en paralelo para un mismo agente. No se trata de permitir un exceso de aplicativos, pero si garantizar que se pueda tener más de uno.

2.7. Regla Adicional Segunda.

En primer lugar, sobre la fecha de entrada en aplicación propuesta de 18/03/2025 queremos indicar que vemos esencial que haya una coordinación entre el paso a negociación cuarto-horaria en el mercado y la implantación final efectiva del ISP15 tanto en España como en Portugal. En el caso de España, para la implantación de la fase 2 del ISP15 es necesario que, por un lado, estén aprobados los procedimientos de operación de medidas, y por otro, que el cambio se realice en día 1 de mes, dado que es excesivamente complicado realizar cierres de medidas a mitad de mes. En el caso de Portugal, ya se ha indicado que el paso a ISP15 será el día 1 del mes siguiente a la fecha de cambio de negociación de los mercados a 15 minutos. Por tanto, nuestra petición es insistir en una coordinación completa de todos los participantes y retrasar si es posible el cambio al 1 de abril de 2025, consiguiendo una coordinación de los dos operadores del sistema y OMIE.

En segundo lugar, solicitamos aclaración sobre la resolución en la que se publicará el PDBF y PDVP a los agentes, ya que vemos extraño que el intercambio entre operadores sea en resolución cuarto-horaria y a los agentes en resolución horaria.

*Si a fecha de entrada en vigor de las presentes reglas, la sesión de acoplamiento del mercado diario no permitiera aún la negociación cuarto-horaria, el periodo de negociación de dicho mercado será horario (MTU60) en todas las zonas de mercado del acoplamiento europeo, incluyendo la zona MIBEL. **En tal caso, todos los intercambios de información relativos al mercado diario entre los agentes del mercado y el operador del mercado serán realizados en resolución horaria (MTU60) y en valores de energía.** Por su parte, los intercambios entre operadores del sistema y el operador del mercado serán realizados también en resolución horaria (MTU60) y en valores de energía, a excepción del Programa Diario Base de*

Funcionamiento (PDBF) y del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) que serán realizados en resolución cuarto-horaria (MTU15) y en valores de potencia.

Fecha efectividad: No lo tenemos claro. Coordinar con PT.

2.8. Anexo 2 – plazos limitaciones e indisponibilidades.

Por último, en el anexo 2 se indican los plazos que se considerarán para incluir o no la información de indisponibilidades y limitaciones: hasta cinco minutos antes del cierre del periodo de recepción de ofertas en el caso de las subastas intradiarias, y hasta diez minutos antes del inicio de una ronda en el caso del continuo. Nuestra solicitud es que haya una estricta coordinación entre el operador del mercado y el operador del sistema, pues en función del momento en el que se reciba una indisponibilidad (nueva o modificación de una anterior adelantando por ejemplo el fin de la misma), el operador del mercado puede no tenerla en cuenta, y en el envío de desgloses posterior al operador del sistema puede tener afección. No deberían producirse incongruencias, y ambos operadores estar coordinados y operar con la misma información.

CONSULTATION RESPONSE



Energy Traders Europe response to OMIE consultation on 15 minute MTU implementation

Brussels, 29 November 2024

1. 15 minute Market Time Unit (MTU) go-live dates

We support decoupling the go-live dates for the 15-minute MTU in intraday markets (currently scheduled for 18 March 2025) and day-ahead markets (date to be determined).

Minimizing the time gap between the go-live of the 15-minute Imbalance Settlement Period (set for 1 December 2024) and the implementation of the 15-minute MTU in the intraday market would allow Iberian market participants to better manage their imbalance positions, ultimately reducing the costs of balancing the Iberian electricity system.

Therefore, **we urge OMIE and CNMC to provide a clear and definitive go-live date for the implementation of the 15-minute MTU in the Iberian intraday markets** and to communicate it in a timely manner. This should be done in coordination with other European NEMOs and NRAs

2. Publication of hourly index

OMIE should provide detailed information on the procedure for publishing the hourly index in the Day-Ahead market, in alignment with NEMOs' decisions. Market participants require clarity on how the hourly index will be made available, including its timing and calculation methodology, as it may serve as a price reference in their contracts.

3. Day-ahead products

We recommend maintaining MIC orders until the go-live date of the 15-minute MTU in day-ahead markets, provided their coexistence with Scalable Complex Orders (SCOs) is feasible.

A phased transition to the new bid formats - switching to a 15-minute MTU in intraday markets while retaining the current bid conditions - would help market participants more effectively manage IT and operational challenges.

CONSULTATION RESPONSE



4. Rule 47.2 Envío de desagregaciones

We understand that the deadline for submitting 'disaggregations' has been shortened from 5 minutes after GCT to the GCT itself. This change could limit market participants' ability to trade MICs close to the GCT if they opt to trade on a portfolio basis.

To address this, we propose that **OMIE allows direct nominations to be submitted to TSOs until the GCT**, facilitating the process. In cases of misalignment with previous schedules, TSOs could implement default nominations, such as using the last accepted nomination and continuing the process

5. Annex 3: Umbrales de notificación de precio de oferta para el mercado diario

These warnings are valuable for market participants to detect 'fat-finger' errors. Therefore, we recommend **allowing each market participant to establish their own range of warnings**, rather than having them determined by OMIE, following appropriate communication with NRAs.

6. Annex 3: Second Auction process

Since the second calculation will be replaced by the Second Auction, we would appreciate more detailed information from OMIE regarding the regional process that could trigger this Second Calculation and its potential implications for MIBEL if other NEMOs request a Second Calculation. Lastly, we encourage **OMIE to include regional tests** in addition to those planned at the EU level.

7. 96 gates

We understand that the target date for implementing 96 gates is set for 1 January 2026, as announced during the last Market Coupling Consultative Group meeting. **We request that OMIE incorporate this decision into the draft rules.**

8. REMIT

We understand that OMIE may suspend the operations of market participants in cases of non-compliance with REMIT reporting requirements. However, we believe that **OMIE should instead notify the regulator**, as the regulator is the sole authority empowered to issue such suspension instructions.

Consulta pública para la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario

Fortia Energía S.L. (“Fortia”) es un comercializador de electricidad y gas orientado desde sus orígenes al cliente industrial, con un volumen de ventas de 9 TWh/a en el mercado ibérico. Fortia, fue creada en 2007 como una central de compras de electricidad por un grupo de empresas industriales grandes consumidoras de energía, pertenecientes a sectores de la siderurgia, la metalurgia o el cemento, entre otros.

Como comercializador comprometido en operar en los mercados de una manera eficiente para optimizar las compras y minimizar los desvíos de nuestros clientes, quiere expresar su preocupación ante la reciente decisión de los reguladores europeos de posponer la entrada en vigor del mercado diario en intervalos de 15 minutos, mientras OMIE propone mantener la implementación de este horizonte temporal en el mercado intradiario el 18 de marzo de 2025.

Este desfase temporal entre mercados genera importantes inconvenientes, comprometiendo los objetivos de eficiencia, flexibilidad y precisión que se buscan alcanzar con esta medida. La implementación parcial de los intervalos de 15 minutos, sin que el mercado diario opere bajo las mismas condiciones, incrementa significativamente los riesgos de precios en el mercado intradiario para los consumidores cuyo consumo presenta variaciones importantes dentro de una misma hora. En estos casos, una previsión de compra horaria al mercado diario no podrá reflejar la previsión cuartohoraria que los agentes habrían realizado para optimizar sus posiciones y diferirá notablemente del programa cuartohorario resultante tras el desglose que realice OMIE antes de los mercados intradiarios, lo que genera riesgos de precio y volúmenes negociados.,

Por otra parte, la falta de una implantación simultánea también introduce una carga adicional para los sujetos del sector eléctrico, que se ven obligados a desarrollar sistemas en paralelo, lo que incrementa los costes, genera ineficiencias y aumenta los riesgos operativos que recaen finalmente sobre los consumidores.

Los impactos del desfase son particularmente significativos para las comercializadoras más pequeñas. Su menor tamaño las expone, en términos proporcionales, a mayores riesgos de precio y volumen y costes asociados a la adaptación de sistemas, lo que puede tener un impacto negativo en su competitividad y, por ende, en la competencia en el mercado.

Adicionalmente, en estos entornos temporales de 15 minutos, resultará relevante avanzar, tal y como en el caso concreto del mercado ibérico ha anunciado OMIE, en el acercamiento del cierre de los mercados intradiarios al tiempo real, que permita a los agentes corregir sus posiciones y así aprovechar las ventajas de la negociación en intervalos de 15 minutos.

Por todo ello, solicitamos que la implementación de los intervalos de 15 minutos se realice de manera conjunta en los mercados diario e intradiario. Mientras tanto, instamos a que se prioricen los desarrollos necesarios para acercar el cierre de la negociación en los mercados intradiarios al tiempo real, con el objetivo de mejorar la capacidad de ajuste de los agentes cuando se dé inicio a esta nueva etapa.

Consideramos que estas medidas permitirán a los agentes adaptarse de manera eficiente, reduciendo riesgos y costes de una implementación parcial, especialmente teniendo en cuenta que aún quedan desarrollos pendientes por completar.

Madrid 29 de noviembre de 2024

Consulta pública para la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario.

ASUNTO: Consulta pública para la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario.

GNERA ENERGÍA Y TECNOLOGÍA S.L. (en adelante, “GNERA”), con CIF B-84196997, representada en este acto por D. David Llamazares Luque, con DNI [REDACTED] y Dña. Belén de la Fuente Bueno, con DNI [REDACTED] en virtud de Escritura de apoderamiento otorgada en Madrid ante el Notario D. Antonio Reina Gutiérrez, con el número 8.477 de su protocolo, con domicilio a efectos de notificaciones en Madrid (28033), calle Serrano Galvache, 56, Edificio Abedul, Planta 7;

EXPONE

I.- Que, el pasado día 29 de octubre de 2024, se publicó en la página de Omi-polo Español, S.A (“OMIE” u “OM”, en adelante), la “*Consulta pública para la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario*” (la “Consulta Pública” o la “Consulta”). El plazo para presentar alegaciones se extiende hasta el día 29 de noviembre de 2024 (inclusive).

II.- Que GNERA, es un agente representante de instalaciones de producción de energía eléctrica en los distintos mercados de energía eléctrica gestionados por OMIE.

III.- Que, puesto que en la Consulta Pública se plantean una serie las Reglas del Mercado que afectan a los representantes de productores, Gnera es una parte afectada por esta Consulta Pública.

Dicho lo anterior, venimos a formular las siguientes alegaciones a la Consulta Pública, enmarcándolas en los siguientes,

ANTECEDENTES DE HECHO

UNO.- DE LA CONSULTA PÚBLICA.

La Consulta Pública aborda una serie de cambios estructurales en las reglas de mercado, a saber:

- i) Periodo de negociación cuarto-horario en los mercados diario e intradiarios.
- ii) Sustitución de ofertas.
- iii) Adaptación de la liquidación económica conforme a los nuevos periodos de negociación.
- iv) Adaptación al nuevo Reglamento REMIT.

La Propuesta también incluía otros cambios detallados en el Informe justificativo y que, posteriormente se desarrollaban en las propias Reglas del Mercado.

En virtud de lo anterior, como parte interesada, venimos a formular las siguientes alegaciones, en base a los siguientes,

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PREVIO. – SOBRE LOS PLAZOS CONTEMPLADOS.

En las normas de mercado publicadas, se contempla que la “*fecha de efectividad*” será a partir del día 18 de marzo de 2025, con horizonte de negociación el día 19 de marzo de 2025.

“Estas reglas serán de aplicación para todos los mercados, diario e intradiarios, a partir del día 18 de marzo de 2025, con horizonte de negociación el día 19 de marzo de 2025.

El operador del mercado comunicará a los agentes del mercado y a los operadores del sistema los detalles de la operación de los mercados del día de puesta en producción”.

En cualquier caso, en la Consulta Pública, en el Anexo I *“Informe justificativo de la propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario”*; ya se adelanta en el apartado 1.1 lo siguiente:

*“Se hace notar que la liquidación de las operaciones en los mercados diario e intradiario sigue realizándose en energía y que la propuesta de reglas recoge de manera genérica la posibilidad de liquidación con periodos de negociación de diferente duración, **como puede ocurrir en el supuesto de que el 18 de marzo de 2025 se inicie la negociación en el mercado intradiario en MTU15 y se mantenga transitoriamente el mercado diario en MTU60**”.*

Asimismo, en el documento *“Consulta pública para la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario”*; viene a confirmar la misma idea, que no es otra que la del retraso en la implantación del mercado diario, mientras que se si se aplicaría este nuevo MTU15 en los intradiarios:

“El 26 de junio de 2024, durante la reunión periódica Market Coupling Consultive Group se informó a los agentes del retraso en la implementación del periodo de negociación de 15 minutos previsto para enero de 2025, estableciéndose una nueva fecha, el 18 de marzo del 2025

(...)

En este escenario, el mercado diario se mantendría durante un tiempo transitorio (entre el 18 de marzo de 2025 y la fecha de puesta en producción determinada por el SDAC) en una negociación de energía horaria (MTU60), mientras que los mercados intradiarios del MIBEL negociarían en una resolución cuarto-horaria desde el 18 de marzo de 2025,

permitiendo a los agentes de mercado ajustar en los mercados cercanos al tiempo real sus posiciones, con la misma precisión que la liquidación de desvíos o ISP15”.

Estando así las cosas, queremos destacar que vemos con buenos ojos la posibilidad de que se permita a los agentes equiparar su producción con las liquidaciones de los desvíos, es decir, el MTU15 con el ISP15. En virtud de los plazos contemplados en la normativa (desde el 1 de diciembre de 2024) y con la implantación en momentos distintos de los mercados gestionados por OMIE, se ocasiona un grave perjuicio para los participantes, como hemos alegado en otras ocasiones.

Dicho lo anterior, queremos recalcar que, además, los participantes hemos tenido que afrontar -y lo vamos a seguir teniendo que hacer en el corto/medio plazo-, múltiples medidas que nos obligan a establecer diversos cambios ya sean en la propia operativa, como en nuestros sistemas. Por valernos de algunos ejemplos, i) la implementación de la fase 1 y 2 del ISP15; iii) IDAs europeas; iii) Proyectos MARI y PICASSO; iv) tipología de ofertas, etc.

Entendemos y somos conscientes que, desde la Unión Europea, se establecen una serie de exigencias, requisitos y, sobre todo, una armonización en cuanto a la adopción de estas nuevas medidas. Comprendemos que debe existir una uniformidad en la implementación de los sistemas europeos y que, el mercado común, tiene que ir de la mano en la adopción de estos tipos de cambios.

No obstante, queremos destacar que la implementación de esta medida a mediados de mes puede resultar muy perjudicial a los participantes, y en particular, a sujetos como Gnera. Algunos de estos motivos son: i) va a coincidir con un cambio de hora; ii) la adaptación de los sistemas a este nuevo MTU; iii) la liquidación y envío de ofertas en los tiempos contemplados (y distinción por días dentro del mes); iv) la dificultad operativa de tener que contemplar un diario con MTU60 y los intradiarios MTU15.

En definitiva, lo que pedimos los participantes, y en concreto, Gnera, es que, sin perjuicio de que los múltiples cambios -necesarios- en la normativa nos obligan a estar modificando nuestros sistemas continuamente y adaptarlos; pedimos que se hagan con un criterio unificado; acorde a todas las partes (participantes y operadores). En este caso, solicitamos que para afrontar menos perjuicios de los que ya tenemos que soportar por una implementación discordante entre el ISP/MTU; al igual que ocurre con el MTU60/MTU15; estos nuevos cambios de intradiarios se implementen con fecha **1 de abril de 2025**.

El hacerlo a mitad del mes de marzo tan solo complicaría nuestra situación, aumentaría los riesgos, aumentaría los perjuicios y, en definitiva, afectaría negativamente a todos los implicados en aplicar y cumplir con la normativa propuesta. En definitiva, vemos con buenos ojos que existan nuevos cambios, que existan mejoras, que se fomente la innovación y que la negociación se aproxime al tiempo real, pero con coherencia y acuerdo entre todos los implicados. Por todo lo anterior, la mejor fecha que coincidimos todos en que se aplique sería la del **1 de abril de 2025**.

En virtud de lo anterior,

DECIMOS

ÚNICO.- Que, tal y como se ha expuesto, con el ánimo de evitar mayores perjuicios a los participantes del mercado, se solicita que la aplicación de las normas sea a partir del 1 de abril de 2025.

Sin otro particular, reciban un cordial saludo.

En Madrid, a 29 de noviembre de 2025.

David Llamazares Luque
CEO Gnera Energía y Tecnología, S.L.

Dña. Belén de la Fuente Bueno
COO Gnera Energía y Tecnología, S.L.

Comentarios la propuesta de adaptación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Electricidad a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario¹

29 de noviembre de 2024

Comentarios sobre los nuevos formatos de oferta

- 1. Estamos de acuerdo en transitar a los nuevos formatos de oferta al mismo tiempo que se migra a MTU15 en el mercado intradía.** Aunque no es estrictamente obligatorio hacerlo en este momento, creemos que nos permite a todo el mercado ibérico acometer un cambio de este calado sin la dificultad añadida del paso al MTU15 en el diario.
- 2. Es conveniente que OMIE contemple en sus reglas una revisión periódica de los productos que ofrece al mercado ibérico,** en horizonte diario e intradía, acompañada con la revisión que todos los NEMOs deben hacer a ACER (actualmente en curso la de productos en intradía, recién emitida la decisión de ACER para el diario). Por ejemplo, 6 meses antes del plazo dado a los NEMOs, OMIE podría hacer una propuesta de revisión de los productos ofrecidos a los participantes en el mercado ibérico, para recabar sus intereses y necesidades, con la monitorización de los reguladores. Esta cuestión se puede introducir en una regla final, o incorporarlo en la cabecera de los anexos 1 y 2, y partir de la experiencia del cuestionario que OMIE planteó a los agentes en abril de 2023.
- 3. Sin perjuicio de lo anterior, creemos que las Linked Block Order y las Flexible Order deben quedar ya reflejadas en las reglas,** aunque se programe su implantación más adelante a través de una regla transitoria.

Estas ofertas permiten complementar el uso de los bloques simples y las ofertas de grupo exclusivo. Por ejemplo, para gestionar arranques de turbinas de ciclo combinado u optimizar puntualmente un almacenamiento, como expresamos en la encuesta que realizó OMIE en abril de 2023.

Además, esto homologaría el catálogo de productos en el MIBEL en relación al de otras zonas de Europa, sin necesidad de acometer una nueva revisión de reglas, minimizando riesgos de que en el futuro haya que decidir cuáles de los productos voluntarios han de ser priorizados o restringir su uso en volumen o en parametrización, porque será más fácil un consenso de Europa por parte del conjunto de los participantes en el mercado y eliminará barreras de entrada a través de una estandarización mínima, sin perjuicio de la innovación de cada operador de mercado en los servicios que ofrezca a sus agentes.

¹ En este documento se presentan los comentarios de IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U. a la consulta del operador del mercado OMIE

https://www.omie.es/sites/default/files/inquiry_files/240119_CONSULTA%20P%C3%9ABLICA%20PARA%20LA%20ADAPTACI%C3%93N%20DE%20LAS%20REGLAS%20DE%20FUNCIONAMIENTO%20A%20IDAs.pdf

Por ejemplo, para almacenamiento sería adecuado conectar bloques de compra y de venta a través de *loop blocks* (ofertas ligadas de compra y venta). Trasladamos esta sugerencia en el cuestionario de abril de 2023.

4. **Se solicita aclaración de la razón por la cual no se ofrece en el MIBEL el producto “period order” de 60 minutos**, posible según la Decisión N.º. 13/2024 de ACER. Entendiendo que el ser un producto obligatorio no presupone que esté disponible, sino que debe ser soportado por el algoritmo, parece que en otras *bidding zones* se va a ofrecer. En cualquier caso, convendría que OMIE explicara qué impactos puede tener para el MIBEL no contar con ese producto. Resaltar que el trámite de adaptación de procedimientos de operación abierto actualmente para su adaptación a la negociación cuartohoraria es compatible con la posibilidad de que coexista en el mercado diario el producto de 60 minutos con el de 15 minutos.
5. **Es conveniente parametrizar las características de los nuevos productos**, en vez de que queden fijados en el BOE, por si en un futuro hay que ajustarlo por instrucción por alguna razón (petición de los agentes, necesidad del algoritmo, restricción temporal, pruebas puntuales en operación real para verificar performance del algoritmo...). Se solicita aclaración de cuáles son fijados por el algoritmo central, y en qué circunstancias pueden cambiar. Ya trasladamos nuestra preocupación general por las limitaciones de uso en el cuestionario de OMIE de abril de 2023.

Nos referimos a:

- a. Anexo I: número máximo de 25 tramos fijado en el apartado 2.1 (Ofertas simples), número máximo de 5 bloques simples en el apartado 2.2.2 (Bloque Simple) y número máximo de 5 bloques simples en el apartado 2.2.3 (Grupo Exclusivo de Bloques Simples).
- b. Anexo II: número máximo de 5 tramos fijado en el apartado 3.1 (Ofertas simples), que a su vez condiciona el apartado 3.2 (Bloques simples).

Por ejemplo, el número máximo de 5 ofertas de bloque simple (SBO) puede ser muy escaso para ciertas UOF. Por ejemplo, el caso del bombeo con más de 5 unidades físicas para realizar una oferta de compra por tramos que refleje la entrada de bombas.

6. **Al hilo del punto anterior, es conveniente reevaluar la restricción actual de presentación de una sólo oferta por UOF (regla 28²)**, ya que los nuevos formatos pueden requerir más flexibilidad en su uso para conseguir un despacho económico óptimo y, por tanto, un precio más ajustado para el consumidor. Por ejemplo, para gestionar el arranque de turbinas en ciclos combinados multieje.

² “Únicamente se podrá presentar una oferta de compra o venta para un mismo horizonte diario y para cada unidad de oferta, excepto en lo indicado en la Regla de “Entrega física de la energía negociada a plazo”.”

Sobre modificaciones futuras de las reglas y su estructura

7. **Solicitamos a OMIE que realice un estudio para cambiar el paradigma de gestión de los programas resultantes de sus mercados. Actualmente, cada ofertante debe ceñirse, por actividad, a una determinada posición neta “natural”, de compra o de venta.** El actual modelo deja fuera necesidades de gestión agregada de excedentes de autoconsumo, la optimización de emplazamientos industriales con autoconsumo y almacenamiento e impacta en el *spread* de precio de ofertas de compra y venta de bombeo y baterías. Esta última cuestión ya fue abordada por la CNMC recientemente, emitiendo un mandato al operador del sistema³, pero creemos que el análisis debe hacerse con neutralidad tecnológica y englobar todos los segmentos del mercado.
8. **Estamos de acuerdo con el cambio de estructura de las reglas que OMIE ha propuesto**, llevando a anexos los aspectos más técnicos. Animamos a OMIE a que siga desarrollando esa estructura, que permite un mejor manejo de las reglas y una revisión más estructurada en el futuro. Por ejemplo, se puede llevar a anexo la liquidación del REER, puesto que no es de aplicación general.
9. **Animamos también a OMIE a que simplifique referencias normativas**, como las que sugerimos sobre el Real Decreto 2019/1997 en el anterior trámite de reglas. Hemos realizado la misma sugerencia en el trámite de consulta previa de la CNMC sobre la circular de mercados.
10. **Solicitamos a OMIE que en futuras ocasiones tramite las reglas con más antelación**, tal y como trasladamos en la anterior de reglas. Somos conscientes de que en casos como estos ciertos aspectos del proyecto europeo no estaban 100% cerrados con suficiente antelación, y ni siquiera ahora, pero ha de tenerse en cuenta que el trámite de reglas debe dar la máxima certidumbre regulatoria y que nunca debe constituirse como un camino crítico en el desarrollo del proyecto.

Aunque fue positivo que la programación de pruebas para el cambio a la negociación cuartohoraria se programara con suficiente antelación, comunicando los planes y la documentación a los agentes con mucha diligencia y claridad, la adaptación de reglas a debería haber culminado 6 meses antes, para permitir a los participantes en el mercado trabajar en las modificaciones de sus aplicaciones y procesos con una base legal, sin perjuicio de que luego se tramitaran adaptaciones puntuales, como la decisión la decisión del paso a MTU15 en el intradiario que se contemplan en la regla adicional segunda del texto actualmente en consulta.

De este modo también podríamos haber tenido margen de maniobra suficiente para modificar cuestiones nacionales o regionales que no supusieran una alteración fundamental del proyecto europeo, pero que facilitasen su implantación a la vista de la experiencia en el proceso de adaptación y pruebas. Por ejemplo, somos conscientes de que actualmente no es viable desarrollar a tiempo algunas de las propuestas que hacemos, si fueran aceptadas por los reguladores.

³ DCOOR/DE/007/22: “valorar la conveniencia de distinguir unidades de venta y compra para la programación del almacenamiento, considerando su impacto negativo como barrera para el desarrollo de la tecnología, así como el coste y plazo que requeriría modificar este aspecto en los sistemas”.

Comentarios de detalle de las reglas (por orden)

11. **Regla 5.2: permitir que se pueda acudir al mercado intradiario continuo para corregir descuadres de genéricas**, no sólo en subastas, por seguridad en las operaciones (ej. anulaciones de las subastas a escala europea, ajustes en los propios sistemas informáticos del agente por fallo en tiempo real). Corresponde a los reguladores determinar la debida diligencia del agente responsable para solucionar el descuadre, sin restringir de antemano las decisiones que éste pueda tomar de ajustar el descuadre en un mercado u otro.

12. **Regla 6: solicitamos aclarar que ciertos contratos no son de adquisición, sino de intermediación, por lo que no son aplicables las limitaciones a la representación vigentes.**

*“c) Los comercializadores que hayan realizado un contrato de adquisición de energía **o de intermediación** con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad.”*

*“Los comercializadores a los que se refiere la letra c) previa, podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica por la energía **adquirida en asociada a dichos contratos** para los periodos de programación del horizonte diario correspondiente, o **vender asociar** dicha energía a sus consumidores mediante un contrato bilateral con su unidad de adquisición. Así mismo, cada una de las instalaciones de producción comprendidas en el contrato **de adquisición** y los titulares de cada una de ellas, deben ser comunicados al operador del mercado en el proceso de asociación a la unidad de oferta de venta. Las partes firmantes del contrato **de adquisición** estarán obligadas a aportar al operador del mercado toda aquella documentación requerida por este último a efectos de la correcta identificación de tales instalaciones de producción **y la validación de lo dispuesto en la regla “Condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad.”**”*

13. **Regla 10.3: no vemos oportuno que sea OMIE el que decida impedir la participación del agente incumplidor de sus obligaciones bajo REMIT.** Deberá de ser el regulador competente, CNMC o ERSE, el que lo instruya. En nuestra opinión, tiene un carácter distinto a la suspensión directa por falta de garantías, por necesidades del REER o por indicación del operador del sistema.

14. **Regla 12: agradecemos la revisión de texto, que entendemos puede ser la base para cumplir con el mandato de revisión del modelo de unidades de oferta que la CNMC dio a OMIE** en el procedimiento DCOOR/DE/007/22⁴. No obstante, entendemos que queda pendiente una discusión más particular con los agentes sobre la cuestión.

⁴ <https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde00722>

“Por todo lo anteriormente expuesto, esta Comisión considera necesario proceder con la aprobación de los procedimientos de operación propuestos por el operador del sistema, con todas las salvedades y cambios de redacción expuestos en esta memoria, y solicitar al operador del mercado que inicie un proceso de debate interno y con los sujetos interesados, incluido el operador del sistema, para determinar el mejor modelo de integración de la hibridación en sus segmentos de mercado, al margen del modelo elegido para los segmentos de operación del sistema, que no ponga en riesgo la capacidad de supervisión del funcionamiento del mercado.”

A la espera de mayor debate, tenemos los siguientes comentarios:

a. Solicitamos confirmación de que es posible contar con varias UOF asociadas a una UP o contar con una UOF que tenga asociadas varias UP.

En esta revisión se ha eliminado el texto que establecía la relación biunívoca entre UOF y UP⁵, pero permanece el siguiente párrafo, añadiendo la palabra “asociada”:

*“El alta de una unidad de oferta en el operador del mercado será coordinada con el alta de la unidad de programación en el operador del sistema, de acuerdo con los procedimientos de coordinación entre operadores. Para un agente del mercado no podrá existir una unidad de oferta sin unidad de programación **asociada**, ni una unidad de programación sin unidad de oferta.”*

Como manifestamos en anteriores trámites, la regla biunívoca introduce una rigidez innecesaria en la operativa de los agentes, que deben ser libres de organizar la negociación en el mercado diario e intradiario al margen de las necesidades que el operador del sistema tenga para la correcta y eficiente gestión de los servicios de ajuste y la operación. Por ejemplo, separando UP de instalaciones habilitadas o no habilitadas, agregando carteras de CUPS para el servicio de SRAD. Además, están disponibles las nominaciones en el P.O. 3.1 para establecer la interfaz necesaria. Únicamente caben excepciones para la constitución de UOF por requisitos regulatorios de otro ámbito, como el REER, tal y como OMIE refleja en la propia regla 12.

Por otro lado, la eliminación de la regla biunívoca permite contar con un criterio homogéneo en reglas en todo el MIBEL⁶ y facilitaría, por ejemplo, que los formatos de oferta no fueran limitantes, ya sea por sus características (ej. gestión de ciclos combinados multiteje) o por su parametrización (ej. número máximo de bloques simples). También permitiría poder alcanzar una posición final neta de manera plena agrupando ofertas, como se cita en el punto h) para los representantes de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.

⁵ “Cada unidad de oferta, sea de venta o de compra, corresponderá con una unidad de programación. Una unidad de programación no podrá estar asociada a más de una unidad de oferta.”

⁶ Consulta Pública n.º 105, Reformulação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, páginas 19-21, https://www.erse.pt/media/mu5otyrx/relatorioconsulta_cp105.pdf

“Alguns contributos referem com preocupação que a constituição de unidades de programação segregadas entre produção (ou consumo) habilitado ou não habilitado, pode ter como consequência, devido às regras de mercado spot, a obrigação de desagregar as unidades para submissão de ofertas em mercado (Iberdrola, EDP, EFET). Este efeito prejudica e complica a participação no mercado grossista, segundo os interessados.

[...]

DECISÃO DA ERSE

A desagregação das unidades de programação separando as unidades físicas habilitadas e não-habilitadas visa a sua participação no mercado de serviços de sistema, associados a um BSP. Reconhece-se que o efeito sobre a participação no mercado grossista é indesejado.

[...]

Acolhem-se assim as propostas que definem unidades de programação sem a discriminação das unidades físicas habilitadas face às restantes.”

- b. El modelo general que solicitamos reiteradamente es **poder operar en portfolio desde el mercado diario. Si no se acepta por los reguladores, al menos solicitamos la posibilidad de operar en portfolio en las subastas intradiarias. Si tampoco se aceptara, al menos debería ser posible agregar la tecnología de ciclo combinado**, por las razones expuestas apartado de comentarios sobre las nuevas ofertas. Queremos señalar que, cuando entró en operación el mercado intradiario continuo en 2018⁷, la CNMC emitió un informe en el que analizó las ventajas e inconvenientes del uso de portfolio. En dicho informe se daba por hecho la disponibilidad de tipologías de oferta suficientes en las subastas intradiarias que justificaban que se impusiera negociación por UOF, pero finalmente no se contará con esa disponibilidad.
 - c. Es conveniente reformar el punto k) de la regla para **posibilitar el alta de más de una pareja de unidades portfolio por tipo de actividad, o de fusionar los portfolios de varias actividades (ejemplo, generación híbrida con almacenamiento, autoconsumo con almacenamiento)**.
 - d. Solicitamos la **eliminación del requisito de no poder constituir portfolios si fuera necesario por aplicación de impuestos**. El caso ejemplo de reducción del impuesto de la electricidad puede reflejarse sin una redacción abierta de otros supuestos, que necesitaría de consulta previa con los afectados.
15. **Regla 20.2:** eliminar la publicación del agregado de “la producción por tecnologías y la demanda por categorías de agentes”, ya que el mercado es actualmente un *pool* muy diverso, con nuevas tecnologías, hibridaciones entre ellas, autoconsumo, etc. Además, la aplicación es desigual en España y Portugal, siendo los operadores del sistema los encargados de publicar ese tipo de información con los mejores datos que obran en su poder.
16. **Regla 28.4.4.1 y regla adicional segunda:** **solicitamos que se flexibilice el control de potencia disponible por cuarto de hora**, para evitar introducir riesgos en la operativa del mercado diario, ser coherente con la operativa en las instalaciones híbridas y evitar condicionar el cumplimiento de la normativa REMIT.

En el transitorio (regla adicional segunda):

*“En el caso en que la sesión de acoplamiento del mercado diario sea negociada en resolución horaria, el tratamiento de la información sobre indisponibilidades que se aplicará en la validación de las ofertas al mercado diario tendrá resolución horaria. Para el cálculo de la indisponibilidad horaria, se tomará el valor **más***

⁷ Acuerdo por el que se emite informe solicitado por la SEE sobre la propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica (INF/DE/008/18), páginas 6-7

https://www.cnmc.es/sites/default/files/1957167_6.pdf

“Las ofertas en portfolio proporcionan una operativa más sencilla, y además permiten también realizar una optimización del despacho final en función de los volúmenes de energía negociada en el continuo. Así, el portfolio permite al agente con varias unidades decidir con qué unidades proporcionar la energía comprometida, en función del resultado de las negociaciones. Esta problemática es menos relevante en las subastas, ya que la utilización de condiciones complejas permite gestionar la forma de funcionamiento diario de las centrales de generación (bloque de mínimo técnico, condición de ingresos mínimos, rampa, etc). Por tanto, en caso de no permitir el portfolio en el continuo, se estaría dando una ventaja al resto de agentes europeos frente a los españoles, que no podrían optimizar su cartera.”

menos restrictivo entre los cuatro periodos cuarto-horarios pertenecientes a cada hora.”

Una vez se migre a negociación cuartohoraria (regla 28.4.4.1):

“Para las unidades que hayan declarado una indisponibilidad, la potencia máxima disponible considerando en el caso de que la oferta presentada sea para la siguiente sesión del mercado diario las indisponibilidades vigentes, entendiendo por energía potencia máxima disponible la potencia máxima una vez descontada la potencia indisponible de sus unidades físicas, considerando el valor menos restrictivo entre los cuatro periodos cuarto-horarios pertenecientes a cada hora.”

Resaltamos que en el trámite de modificación de procedimientos de operación paralelo a estas reglas se propone que en el momento en el que el mercado diario pase a posibilitar la negociación cuartohoraria habrá flexibilidad a la hora de nominar contratos bilaterales con resolución cuartohoraria, antes y después del mercado diario, y que las limitaciones y redespachos de programa en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF podrán aplicarse sobre periodos cuartohorarios, sin incluir la hora completa, sobre la base de ofertas que pueden contener detalle cuartohorario. En esta situación, es más sencillo y seguro para el operador del sistema y los participantes en el mercado que no haya problemas de rechazo de ofertas en el mercado diario por un control restrictivo del operador del mercado.

17. **Regla 28.8: solicitamos a OMIE que confirme con CNMC si es de aplicación o no la obligación de oferta de recompra a coste de oportunidad** del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997. Actualmente la CNMC puede considerar que dicho real decreto está desplazado por sus competencias en lo que concierne a esta disposición y, en general, al conjunto de reglas que tengan impacto en el acoplamiento europeo y en la supervisión eficiente del mercado. Más allá de su potencial derogación por el Real Decreto 216/2014, se ha mostrado ineficaz y actualmente, en el contexto de precios negativos, podría incluso ser contraproducente, al incluir volúmenes en las subastas diarias sin reflejo real de las condiciones de mercado, puesto que se superpone con las condiciones que se reflejan directamente en la decisión de los participantes en el mercado de comprometer o no su energía en bilateral.
18. **Regla 30.1: debe dejarse a elección del agente el criterio de rechazo de ofertas** según la potencia máxima disponible, para evitar efectos no deseados:
“En el caso de que para una unidad de oferta y periodo se supere la potencia máxima disponible, se ordenarán por el tiempo de recepción la oferta realizada directamente al mercado y la oferta proveniente de las posiciones a plazo procediendo a rechazar una o ambas ofertas, empezando por la más antigua, hasta cumplir con la potencia máxima disponible, salvo si el agente ha comunicado al operador del mercado un criterio de ajuste diferente, como tarde en la hora de cierre del mercado diario. En el caso de que no se supere la potencia máxima disponible, ambas ofertas serán aceptadas.”
19. **Regla 47.2: las desagregaciones deben sustituirse por nominaciones directas a cada operador del sistema.** Al acortarse el tiempo límite para enviar desagregaciones se restringe la operativa a través de uso de porfolios, lo que entra en conflicto con el objetivo de haberlos implantado en su momento, esto es, competir en igualdad de condiciones con el resto de los participantes europeos. Señalamos también la asimetría de criterios

actuales respecto al tratamiento de estas desagregaciones por parte del operador del sistema español respecto al portugués, ya que el portugués considera un reparto por defecto, el comunicado por el participante en el mercado, en caso de ausencia de desagregaciones en el tiempo límite⁸.

20. **Regla 52.1: se debe comunicar al conjunto de los agentes la información relativa a la entrada en operación de instalaciones bajo REER con antelación a la entrada en explotación.** La energía de esas instalaciones tiene impacto en la liquidación económica de las unidades de adquisición y en sus decisiones comerciales y de operativa en el mercado de plazo, por lo que es necesario tener visibilidad del ritmo de entrada de esa energía regulada en el mercado spot. Así, solicitamos al operador del mercado a que introduzca la siguiente modificación, previa conformidad del Ministerio:

“El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico comunicará al operador de mercado los siguientes eventos:

- **Previsión indicativa de entrada de energía REER en el mercado, conforme al cumplimiento de los adjudicatarios de los hitos administrativos previos a la resolución de inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación. Esta información será comunicada por el operador del mercado a los agentes del mercado tan pronto la reciba y al menos cada mes comunicará si ha recibido actualizaciones o no.**
- *Resolución de inscripción...”*

21. **Regla adicional primera: solicitamos confirmación de que el rollback previsto no obligaría a mantener el sistema antiguo el día del cambio de hora (30 de marzo).** Si hubiera que mantenerlo en esa fecha, convendría prever alguna prueba.

22. **Anexo 2, apartado 2:** en el tercer párrafo, se explica el horizonte de negociación. Por eficiencia de tramitación, creemos que todo el apartado se debería **redactar asumiendo 96 rondas, reflejar el transitorio actual de 24 y prever una instrucción para la migración de 24 rondas a 96**, que contenga, entre otros, los ajustes que se puedan necesitar en los intercambios de información entre el operador del mercado y los operadores del sistema. Observamos que en el trámite de modificación de procedimientos de operación para la adaptación a la negociación cuartohoraria se ha optado por la solución que proponemos.

23. **Anexo 3: los umbrales de notificación de precio de oferta** que sean regulados mediante instrucción de OMIE con comunicación previa a la CNMC **deben ser complementados por otros configurables por el agente**, para facilitar el control de envío de ofertas. Será especialmente interesante para suplir la ausencia de Second Auction en el mercado diario.

24. **Anexo 3, apartado 5: sustitución de la Second Auction por la Second Calculation.** En el apartado se describe el proceso de Second Auction, pero este va a ser sustituido

⁸ MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO, Procedimento 6 – Programação de exploração e resolução de desvíos, 8 CRIAÇÃO DO PROGRAMA HORÁRIO FINAL (PHFC) APÓS O MERCADO INTRADIÁRIO CONTÍNUO

[diretiva-19_2023-mpggs.pdf](#)

por una Second Calculation próximamente, tal y como ya ha quedado decidido a nivel europeo. Se solicita:

- e. Que las reglas contemplen esta cuestión.
- f. Que a nivel ibérico se den más detalles operativos sobre la Second Calculation y se incorporen en las pruebas MIBEL, con independencia de que se pruebe a nivel europeo próximamente.
- g. Que se explique y pruebe el caso en que se desencadena una recasación del MIBEL conforme a la regla 30.4 y se adapte la regla 30.5 de apertura de periodo de recepción de ofertas.

Sugerencias de mejora de redacción y corrección de erratas

- 25. Hacer referencia en las reglas a que la publicación de índices de precio se hace en coordinación con el resto de NEMO, tal y como fue anunciado en el pasado MCCG, con el detalle adecuado.
- 26. Regla 5.1: eliminar en el séptimo párrafo “que consideren oportunos”, por redundancia.
- 27. Hay un párrafo repetido en la regla 6 y la 12. Aconsejamos retener el párrafo de la regla 6 y eliminar el de la regla 12.
- 28. Regla 6.2: sustituir “mercados intradiarios” por “mercado intradiario” en consonancia con los cambios realizados en otras reglas.
- 29. Regla 11: en esta regla se define el periodo de negociación (MTU), en sustitución del periodo de programación, y se define como el periodo de tiempo para el cual se establece un determinado precio de mercado. Sugerimos que se precise que el MTU es el periodo de tiempo para el cual se establece un determinado precio de mercado “en la casación”, ya que se pueden configurar otras referencias de precio, al margen de lo que publique OMIE como estricto resultado de la casación. Al margen de esto, sugerimos que se utilice alternativamente el término “unidad de tiempo del mercado”, para evitar confusión con el tiempo en el que es posible negociar hasta el cierre de un mercado, que es lo que puede sugerir el término “periodo de negociación”.
- 30. Regla 12, apartado a), cuarto párrafo: eliminar “(productores de energía eléctrica, comercializadores o consumidores directos en mercado)”. No es exhaustivo y es contrario a la hibridación con almacenamiento o configuraciones de autoconsumo. Debería generalizarse la redacción de las reglas cuando se alude a los sujetos autorizados a ser agentes, o a las actividades autorizadas a participar en el mercado.
- 31. Regla 29: revisar la redacción para no reflejar preferencia por la integración de energía a plazo gestionada por OMIP, en aras de la neutralidad.
- 32. Errata en título de regla 30.2: “CASACIÓN”.
- 33. Anexo 1. Productos, horarios y tipología de ofertas del mercado diario
 - a. Para mayor claridad de lectura, el apartado 1 debería ceñirse exclusivamente a horarios, en vez de hablar puntualmente de productos en su segundo párrafo. Es en el apartado 2 donde se desarrolla todo el detalle sobre productos.

- b. Trasladar a este anexo la información que se da del formato los productos en la regla 28.1, para facilitar el manejo de las reglas y evitar repeticiones innecesarias.
- c. Trasladar a este anexo el detalle de las validaciones concretas asociadas a la tipología de ofertas que se da en la regla 28.4 y 30.1.
- d. En el apartado 2.2. (Ofertas Complejas), cambiar el orden de los subapartados, y especificar en el apartado 2.2.2. (Bloque simple) que este producto es obligatorio según la Decisión N°. 13/2024 de ACER. Esto es, debe ser soportada por el algoritmo en todas las circunstancias, al contrario que la escalable (apartado 2.2.1).
- e. Redondeo SCO y SBO. Reflejarlo en el apartado 2.2.1 y 2.2.2, en vez de referirse a lo estipulado en la regla sólo en 2.2.1. De este modo se sigue una estructura y contenido coherente con el Anexo 2, apartado 2.2.2 para SBO en intradiario.
- f. Aislar en un apartado específico 2.2.4 las posibles combinaciones de productos dentro en una oferta compleja, para mayor claridad en la lectura.

34. Anexo 2. Productos, horarios y tipología de ofertas del mercado intradiario

- a. El apartado 1 debería ceñirse exclusivamente a horarios de las subastas intradiarias, en vez de hablar puntualmente de productos en su segundo párrafo, para mayor claridad de lectura. Es en el apartado 3 donde se desarrolla todo el detalle sobre productos.
- b. El apartado 2 debería ceñirse exclusivamente a horarios del intradiario continuo, en vez de hablar puntualmente de productos en su primer y segundo párrafo, para mayor claridad de lectura. Es en el apartado 4 donde se desarrolla todo el detalle sobre productos.

Comentarios de Naturgy a la propuesta de adaptación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Electricidad a la negociación cuartohoraria.

1.- Respecto a la situación a partir del 18/3, si el MD no pasara a cuartohorario pero sí los mercados intradiarios:

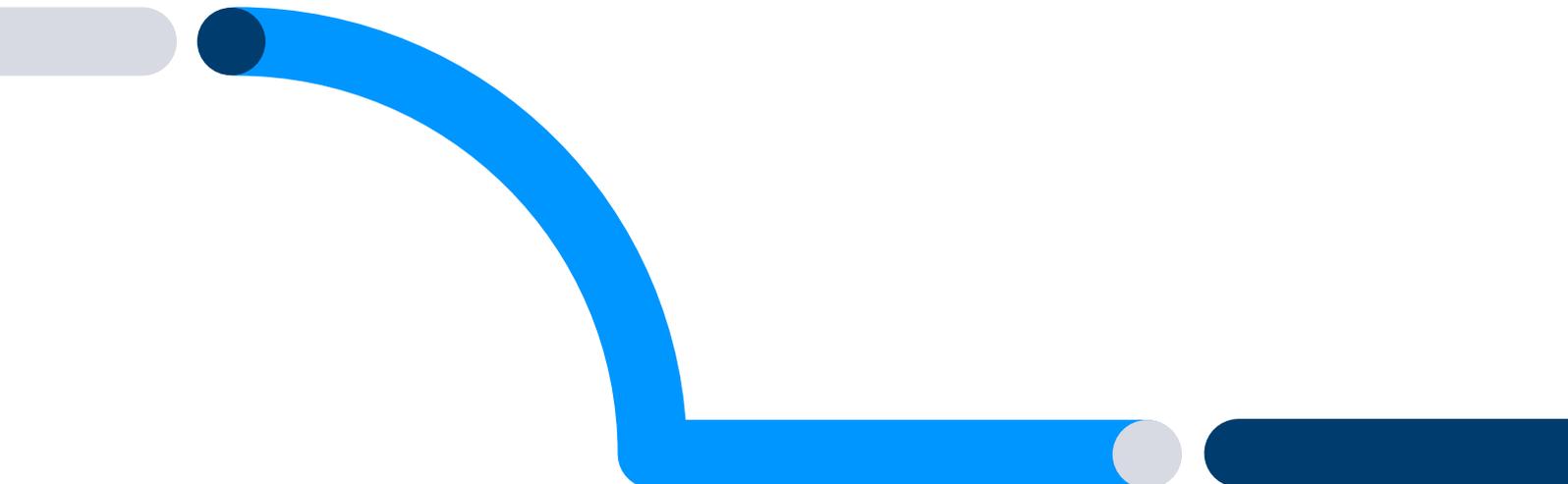
El MD en horario, pero aplicando ya la nueva estructura de oferta que plantea OMIE, **sí que tiene afectación económica en los agentes**, porque implica hacer una adaptación al desarrollo en sistemas planteado inicialmente, ya que nadie contemplaba esta opción ahora propuesta por OMIE.

Posibles planteamientos/opciones sin sobre coste económico para los agentes serían:

- Se podría proponer que el MD continuara en horario, pero con la estructura actual de ofertas complejas (esto no conlleva sobrecoste de desarrollo para los agentes, porque es continuar con la situación actual), y que sólo cuando pase el MD a Qh se aplique ahí la nueva estructura de oferta.
- Otra opción que se podría plantear es que el MD fuera en formato Qh con la nueva estructura de ofertas, pero que la casación que realice OMIE sea con resolución horaria (que OMIE transforme los datos enviados por los agentes de Qh a Horario). Esta opción tampoco implicaría sobrecoste para los agentes.

2.- En el apartado 58.1., desaparecen la mayoría de los plazos de publicación que tenía el Operador del Mercado en las anteriores normas del mercado (publicación de los resultados provisionales de la casación antes de las 13h, publicación PDBF antes de las 13:30h,...).

Creemos que debe aparecer la hora límite armonizada a nivel europeo para la publicación de resultados, si dicha hora está ya definida, y que además mientras el MD siga en formato horario deberían mantenerse los horarios de publicación para que los agentes tengan una referencia temporal para la ejecución de los mercados posteriores.



red eléctrica

Una empresa de Redeia

Adaptación de Reglas de Funcionamiento del Mercado a la negociación cuarto- horaria y nueva tipología de ofertas del mercado diario sometida a Consulta Pública por el Operador del Mercado

Observaciones del Operador del Sistema

Dirección General de Operación

Noviembre 2024

Índice

1	Objeto.....	1
2	Observaciones relativas a cambios propuestos con afectación en los procesos OS-OM.....	1
2.1	Anulación por el OS de horas de sesiones de subasta intradiaria y rondas de intradiario	1
2.2	Procedimiento europeo rollback – Regla adicional primera.....	2
2.3	Verificación de indisponibilidades y limitaciones	2
2.4	Eliminación de la comunicación del fichero de Precedencia Económica	3
2.5	Productos permitidos por el OM en el mercado diario.....	3
2.6	Eliminación del mecanismo europeo de Segunda Casación a partir de enero 2025	4
3	Propuestas de mejora de redacción	4



1 Objeto

Este documento recoge las consideraciones y observaciones de Red Eléctrica en su condición de Operador del Sistema (OS) a la Propuesta de Reglas de Funcionamiento del Mercado (en adelante, RFM) sometida a consulta pública por el Operador del Mercado (OM) entre el 29 de octubre y el 29 de noviembre de 2024.

El formato empleado para incorporar los comentarios a la propuesta de redacción de las RFM es el siguiente:

- Texto en color negro: Redacción de las RFM en vigor.
- Texto en color azul: Propuestas de modificación sometidas a Consulta Pública por el OM.
- Texto en color rojo: Propuestas de modificación por parte del OS.

2 Observaciones relativas a cambios propuestos con afectación en los procesos OS-OM

2.1 Anulación por el OS de horas de sesiones de subasta intradiaria y rondas de intradiario

Las Reglas 51.1 y 51.2 establecen un nuevo proceso para cubrir las situaciones absolutamente excepcionales por las que un operador del sistema no pudiera integrar en sus sistemas la información de un programa PIBCI o PIBCIC, según corresponda, ya confirmado por el OM, o bien, habiendo integrado el PIBCI o PIBCIC, no pudiera generar un PHF o PHFC que integrara las transacciones contenidas en dicho PIBCI o PIBCIC.

El OS valora positivamente el compromiso alcanzado entre los operadores del sistema español y portugués y operador del mercado para seguir permitiendo abordar situaciones absolutamente excepcionales mediante la anulación de períodos de sesiones de subasta o rondas del continuo que ya hubieran sido confirmadas.

No obstante, el operador del sistema considera importante señalar dos aspectos: por un lado, no se indica que el flujo resultado de la casación debe mantenerse firme en ambas fronteras, tanto francesa, como portuguesa, por tratarse de resultados a nivel europeo y, por otro lado, la propuesta del OM establece que la anulación de transacciones debe realizarse “para ambas zonas de precio del MIBEL”.

Esto último supone que, ante una incidencia extraordinaria en los sistemas de un operador, por ejemplo, del operador del sistema español, se anularían las transacciones que afectan, no solo a la zona española, sino también a la zona portuguesa, en la que no se habría registrado ningún tipo de incidencia y donde la programación podría continuar de manera normal. Este imperativo del operador del mercado implica que las consecuencias de una anulación se multipliquen, al tener que aplicarse a ambas zonas de precio.

Es por ello por lo que el operador del sistema propone una revisión del procedimiento para que las medidas paliativas de anulación de transacciones ya confirmadas se minimicen y apliquen exclusivamente a la zona donde se hayan registrado las incidencias, asegurando que se respetan los flujos comerciales establecidos en las dos fronteras.

Regla 51.1 INCIDENCIA EN LA PUBLICACIÓN DEL PROGRAMA HORARIO FINAL

En el caso de que algún operador del sistema tuviera una indisponibilidad en sus sistemas que impida la publicación del PHF, aun habiendo el operador del mercado comunicado y confirmado los programas resultados de la casación de las subastas intradiarias (PIBCI) dentro de los tiempos límite acordados entre operadores, ambos operadores del sistema podrán publicar de forma coordinada entre ellos y con el operador del mercado un nuevo PHF que coincidirá con el último PHF publicado de forma previa a la incidencia, **exclusivamente para ~~ambas~~ la zonas de precio donde se ha registrado la incidencia.**

Esta publicación del PHF coincidente con el último PHF publicado previamente a la incidencia, anulará el resultado de la casación de la subasta intradiaria correspondiente para los periodos no integrados en su publicación, **exclusivamente para ~~ambas~~ la zonas de precio donde se ha registrado la incidencia.** El

proceso de anulación se realizará de manera coordinada entre ambos operadores y el operador del mercado, manteniendo el flujo resultado de la casación en las fronteras francesa y portuguesa para los periodos anulados de subasta intradiaria. (...)

Regla 51.2 INCIDENCIA EN LA PUBLICACIÓN DEL PROGRAMA HORARIO FINAL CONTINUO

En el caso de que algún operador del sistema tuviera una indisponibilidad en sus sistemas que impida la publicación del PHFC, aun habiendo el operador del mercado comunicado y confirmado los programas resultados de las rondas del mercado intradiario continuo (PIBCIC) dentro de los tiempos límite acordados entre operadores, ambos operadores del sistema podrán publicar de forma coordinada entre ellos y con el operador del mercado un nuevo PHFC que coincidirá con el último PHFC publicado de forma previa a la incidencia, **exclusivamente para ambas la zonas de precio donde se ha registrado la incidencia.**

Esta publicación del PHFC coincidente con el último PHFC publicado previamente a la incidencia, anulará el resultado de las transacciones del mercado intradiario continuo correspondientes a los periodos no integrados en su publicación, **exclusivamente para ambas la zonas de precio donde se ha registrado la incidencia.** El proceso de anulación se realizará de manera coordinada entre ambos operadores y el operador del mercado, manteniendo el flujo resultado de las transacciones que cruzan las fronteras francesa y portuguesa para los periodos anulados. (...)

2.2 Procedimiento europeo rollback – Regla adicional primera

La Regla adicional Primera hace referencia al procedimiento denominado “Rollback” que resultaría de aplicación ante una posible incidencia extraordinaria tras la puesta en producción de la negociación cuarto-horaria en el mercado diario.

El OM indica que en caso de aplicación de procedimiento de “Rollback” se volvería al período de negociación horario en el mercado diario en las condiciones previas a la puesta en producción.

El OS considera importante señalar en este punto que la aplicación del procedimiento de Rollback presenta condiciones diferentes, según sean las condiciones previas a la puesta en producción. En caso de aplicarse una implantación gradual de la negociación de productos de 15 minutos entre mercado diario y mercado intradiario, la aplicación de mecanismo de Rollback del mercado diario conllevaría la recuperación de ese modelo transitorio, es decir, manteniendo productos de 60 minutos en el mercado diario, pero aplicando la nueva tipología de ofertas que se define en esta revisión de Reglas, y en ningún caso, se volvería a la situación actual, anterior a la puesta de producción.

2.3 Verificación de indisponibilidades y limitaciones

La propuesta de modificación de RFM incorpora, en el anexo 1, una reducción del tiempo disponible, por parte del OS, para la comunicación de indisponibilidades y el establecimiento de limitaciones para el mercado intradiario continuo. Esta modificación ya fue propuesta en la consulta pública sobre la anterior versión de las RFM y finalmente no fue considerada en su aprobación.

El OM justifica ahora que, según sus simulaciones, el tiempo actual (5 minutos) no es suficiente para ejecutar los procesos previos a la apertura de ronda y propone modificar la vigencia a 10 minutos.

El OS ya advirtió en el anterior proceso de consulta de Reglas que este cambio en los tiempos para la consideración de limitaciones en el mercado continuo podría resultar en un incremento de costes de la operación del sistema al poderse incrementar el volumen de energía a redespachar tenida en cuenta en el momento de establecer el orden de mérito de las soluciones requeridas para la solución de restricciones técnicas, afectando, por lo tanto, al sobre coste y al respeto del orden de mérito calculado en el momento de establecer las limitaciones por seguridad.

En este sentido cabe destacar que ya se han identificado casos en los que, habiéndose establecido un límite de programa mínimo sobre una unidad de programación, esta pudo reducir su programa en el mercado intradiario, incrementándose, por tanto, el redespacho de energía a subir aplicado. Posteriormente, el

participante de mercado afectado solicitó la modificación del precio de la oferta al haberse aplicado a un volumen de energía no esperado.

Por los impactos que esta modificación puede suponer para los participantes en el mercado, se solicita seguir manteniendo el tiempo actual (5 min), como límite para la consideración de las limitaciones e indisponibilidades, proponiendo al OM simplificar los pre-procesos previos, que impiden ajustarse a los tiempos considerados actualmente.

2.4 Eliminación de la comunicación del fichero de Precedencia Económica

A través de las modificaciones propuestas por el OM en las vigentes Regla 30.2.1 “Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas de venta y determinación de la curva de oferta de venta”, Regla 33 “Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario” y Regla 58.4.2.1 “Mercado Diario” se evidencia la eliminación de la publicación del OM a los OS del fichero de Precedencia Económica en el ámbito del mercado diario.

Los operadores del sistema de MIBEL ya comunicaron al OM que la información contenida en este fichero es de especial interés para los OS puesto que les permite tener plena visibilidad sobre la curva de ofertas válidas para la casación del mercado diario y que resulta de interés para realizar análisis sobre sus estrategias de oferta en los mercados posteriores, restricciones técnicas y balance y que pueden permitir identificar comportamientos anómalos o sospechosos.

Esta eliminación del fichero de precedencia económica del mercado diario se añade a la eliminación del mismo fichero en el ámbito del mercado intradiario para la implementación de las IDA. Los operadores del sistema ya indicaron a OMIE previo al proceso de revisión de reglas para su adaptación a las subastas intradiarias que esta eliminación en ámbito intradiario no debía generar un precedente para que el OM extendiera la eliminación de la comunicación de esta información al mercado diario. Sin embargo, a pesar de la antelación en la comunicación de los operadores del sistema, el OM no adoptó las medidas oportunas para asegurar la adaptación de esta publicación y comunicó su eliminación definitiva.

2.5 Productos permitidos por el OM en el mercado diario

En el Anexo 1 se indica que el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes la posibilidad de negociar al menos el producto cuarto-horario, pudiendo existir más productos.

El OS quiere señalar el interés en mantener la posibilidad de negociar, además del producto cuarto-horario, un producto horario en el área MIBEL. Cabe destacar que, a nivel europeo, todos los NEMOs, salvo OMIE¹ han comunicado sus planes de ofrecer a sus agentes la posibilidad de negociación de productos tanto horario como cuarto-horario.

El OS considera que la negociación con multi-producto ofrece grandes ventajas a los participantes, permitiendo definir una mejor estrategia de negociación e incrementando la liquidez del mercado. El OS ya ofreció esta posibilidad de negociación en multi-producto a través del mercado de balance de reservas de sustitución (RR).

Además del interés que esta posibilidad de negociación puede suponer sobre los agentes españoles, el OS considera de interés esta posibilidad para la determinación de los precios de las ofertas de compra de energía que los comercializadores y consumidores directos del Sistema Eléctrico Balear deben presentar en el mercado diario para la programación del intercambio de energía por el enlace eléctrico entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular.

El OS solicita al OM que confirme, a la mayor brevedad posible, sus planes de ofrecer productos de distinta resolución, puesto que tiene un impacto muy importante sobre los desarrollos necesarios a implantar en los sistemas, tanto del OS como de los agentes.

¹ Tampoco SEMO PX, el NEMO de Irlanda, que goza de una derogación para no implantar productos cuarto-horarios en 2025

2.6 Eliminación del mecanismo europeo de Segunda Casación a partir de enero 2025

No se identifica en esta revisión de RFM ningún cambio en la Regla 30.5 que recoge el mecanismo europeo de Segunda Casación o “Second Auction”. Este mecanismo contempla la ejecución de un segundo proceso de cálculo del acoplamiento de mercados en los casos en que el primer resultado de la casación ofreciera precios que superan los umbrales de precio armonizados en cualquiera de los períodos de programación.

Los operadores de mercado europeos adoptaron en la primera mitad de 2024 la decisión de dismantlar este mecanismo para todas las zonas de precio afectadas en enero de 2025, salvo para las zonas bálticas y Grecia.

Puesto que la entrada en vigor de este cambio se espera tenga lugar antes de la entrada en vigor de las RFM revisadas, el operador del sistema considera de interés que la desaparición de este mecanismo de Segunda Casación quede reflejada en estas RFM.

3 Propuestas de mejora de redacción

Regla 58.1

El OS quiere destacar que existe un error en la referencia b) relativa a la comunicación, por parte del OS, de la capacidad máxima de importación y exportación con horizonte semanal. Esta comunicación obedecía a los resultados del proceso de cálculo de capacidad semanal, habiendo dejado de realizarse este proceso como consecuencia del establecimiento de CORESO como coordinador del cálculo de capacidad en la región en SWE en aplicación de la regulación europea.

Por tanto, para reflejar en esta versión de Reglas de funcionamiento del Mercado exclusivamente las comunicaciones que siguen en vigor, el OS propone los siguientes cambios.

Regla 58.1 SECUENCIA DE OPERACIONES DEL MERCADO DIARIO

A continuación, se establece la secuencia de las operaciones del mercado diario **en situación de operación normal**, donde las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).

(...)

- a) **Antes de la hora límite establecidas en el Anexo 1** ~~Antes de las 10:30 horas,~~ los operadores del sistema habrán puesto a disposición del operador del mercado la información sobre:

(...)

- ~~• La capacidad máxima de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, con un horizonte semanal, en cada período de negociación con valores horarios.~~
- La capacidad disponible de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, para el día siguiente **en cada período de negociación**, para su consideración en el proceso de casación del mercado diario.

(...)

Regla 43.5.2

Se considera necesario corregir una errata en la redacción de la Regla 43.5.2 puesto que, en el sistema francés, a diferencia de los operadores del mercado, existe un único operador del sistema (RTE) y, por tanto, las referencias a este deberían realizarse en singular y no en plural.

Regla 43.5.2. RENTA DE CONGESTIÓN EN LAS SUBASTAS DEL MERCADO INTRADIARIO EN LA INTERCONEXIÓN ENTRE ESPAÑA Y FRANCIA

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Francia se repartirá a partes iguales entre los operadores de los sistemas eléctricos español y francés.

Se anotará una obligación de pago al sistema eléctrico francés en ~~la hora~~ ~~del periodo~~ p como:

(...)

OPFRESPIBCI(p,s): Obligación de pago en el periodo p , en la sesión de contratación s del mercado intradiario de subastas (PIBCI), anotado en cuenta al ~~los~~ ~~operadores~~ del sistema francés, por la aplicación del proceso de acoplamiento de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

Regla 39.3

El OS considera necesario que se mantenga la explicación actualmente vigente en la Regla 40.3 sobre el número de decimales con los que opera el algoritmo Euphemia. Esta información es relevante para explicar las consecuencias que se detallan en la Regla 43.5.2 sobre la posible aparición de rentas de congestión negativas en la frontera ES-FR en el período transitorio en el que puedan darse diferentes resoluciones temporales a ambos lados de la interconexión.

Regla ~~40.3~~39.3. PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

El algoritmo Euphemia considera en cada mercado ~~las condiciones de bloque o condiciones complejas~~ ~~los productos y la tipología de ofertas~~ específicas de dicho mercado, siendo las condiciones para las ofertas de las subastas intradiarias ~~del mercado ibérico~~ correspondientes al mercado ibérico las establecidas en el Anexo 2 de estas reglas.

~~El algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión superior a los dos decimales establecidos para los precios de las ofertas en el mercado ibérico y una precisión superior a un decimal establecida para las energías de las ofertas en el mercado ibérico.~~

El algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión superior a los dos decimales establecidos para los precios de las ofertas en el mercado ibérico y una precisión superior a un decimal establecida para las energías de las ofertas en el mercado ibérico.

~~Si bien el algoritmo Euphemia considera las condiciones de bloque simple, la comprobación del cumplimiento de la condición de bloque simple se realizará con el valor de los precios y energías utilizados en el proceso de casación antes del redondeo, pudiendo tras realizarse el proceso de redondeo y ajuste a la décima, asignar un valor inferior o superior a la condición económica o el "mínimum acceptance ratio" declarado en la oferta de venta o compra, debido a este redondeo.~~

(...)

Regla 52.3.1

Se considera necesario corregir dos erratas en las definiciones del término $PP(uv,p)$ y $PP(up,p)$ indicados en las Reglas 52.3.1 y 52.3.2, respectivamente. Mientras que en la expresión de la fórmula se hace referencia a los términos $PP(uv,p)$ y $PP(up,p)$, en la explicación se indica erróneamente los términos $PP(uv,h)$ y $PP(up,h)$.

Regla 52.3.1. AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA DE SUBASTA EN MERCADO DIARIO

(...)

El derecho de cobro del vendedor para cada unidad de oferta de venta en el ~~periodo de programación~~ ~~periodo de negociación~~ hp será:

$$DCPBGREER_{PDBC}(u_{pv},hp) = EPBGP_{PDBC}(u_{pv},hp) * D_{PDBC}(p) * [PP(u_{pv},hp) - PMH_{PDBC}(hp)]$$

Siendo:

(...)

$PP(u_{pv}, hp)$: Precio a percibir en el mercado diario por la instalación upv, para el periodo de negociación p.

Regla 52.3.2. AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA DE SUBASTA EN EL MERCADO INTRA-DIARIO

(...)

La obligación de pago del vendedor para cada unidad de oferta de venta en el ~~periodo de programación~~ periodo de negociación hp será:

$$OP_{IREER_{PIBCI}}(u_{pv}, hp) = E_{PIBCI} * D_{PIBCI}(p) * [PP(u_{pv}, hp) - PMH_{PIBCI}(hp, s)]$$

Siendo:

(...)

$PP(u_{pv}, hp)$: Precio a percibir en el mercado intradiario (PIBCI) por la instalación upv en el ~~periodo de programación~~ periodo de negociación hp.

Regla 34.

Corrección menor de errata en la redacción.

Regla 34ª. LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DIARIO

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado diario ~~de producción de energía eléctrica~~ y en cada ~~periodo de programación~~ periodo de negociación, por cada unidad de adquisición y unidad de venta, que haya sido incorporada en el programa resultante de la casación en cada ~~periodo de programación~~ periodo de negociación. (...)

Anexo 2. Apartado 2.

Corrección de errata en la referencia al primer período cuarto-horarios incluido en el horizonte de la tercera subasta. Se trata del período 49 en lugar del período 45.

Anexo 2

(...)

2. Productos y horarios del mercado intradiario continuo

Día	Período horario	Hora de inicio del período	Hora fin de período	Ronda del Continuo	Nº subasta	Períodos de negociación incluidos en horizonte de subasta	Contratos abiertos a negociación	Contratos cerrados a negociación
D+1	10	9:00	10:00	12	3	Recepción de ofertas para la tercera subasta (Períodos 45 49-96 día D)	45-96 (D)	
D+1	10	10:00	10:20	13	3	Casación de la tercera subasta		49-96 (D)

red eléctrica
Una empresa de Redeia