

Anexo III
Comentarios a la
consulta pública
recibidos con
carácter no
confidencial.



OMIE – Consulta Pública

*Alteração das Regras de Funcionamento
do Mercado para adaptação aos Leilões
Intradiários Europeus (IDA)*



Índice

1. Enquadramento	3
2. Comentários gerais	4
2.1. Participação em unidades de portfólio.....	4
2.2. Tipologia de ofertas admitidas.....	5
2.3. Procedimento a adotar em caso de atraso na receção do PDVD.....	5

1. Enquadramento

A presente consulta pública tem como objetivo apresentar aos agentes a proposta de modificação das Regras de Funcionamento dos Mercados Diário e Intradiário de Eletricidade, que decorre da regulamentação europeia e promove a integração do mercado intradiário ibérico no mercado intradiário europeu.

Neste contexto, a regulamentação ibérica é alterada, sendo que os 6 leilões intradiários atuais de âmbito regional (PT+ESP) são substituídos por 3 leilões de âmbito europeu (Intraday Capacity Auctions - IDA).

O novo modelo tem por base o CACM (*Guideline on capacity allocation and congestion management*)¹, que estabeleceu, entre outras coisas, as bases do modelo de alocação intradiária de capacidade através do mercado intradiário contínuo europeu, e a Decisão ACER 1/2019 sobre a "Methodology for pricing intraday cross-zonal Capacity", nomeadamente o artigo 2(1)(b) do Anexo I, que definiu o conceito de leilões intradiários com alcance pan-europeu, i.e., o conceito de IDA.

Adicionalmente, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) publicou outras diretrizes que definem os requerimentos e produtos deste novo modelo de mercado de leilões IDA, nomeadamente:

- i) *Methodology for the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm;*
- ii) *Annex 2 to the Algorithm Methodology: Common set of requirements for the continuous trading matching and the intraday auction algorithms;*
- iii) *Products that can be taken into account by NEMOs in intraday coupling process in accordance with Article 53 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management."*

A introdução das IDA nos mercados português e espanhol visa promover uma maior integração do mercado intradiário europeu, melhorando a eficiência na alocação de recursos energéticos e capacidade de transporte, assim como na gestão da flexibilidade e na integração das energias renováveis.

Assim, os novos leilões intradiários implicam, entre outros, um acoplamento de mercado entre o MIBEL e a França, ao contrário dos leilões regionais vigentes, sendo necessário incorporar na regulamentação o cálculo das rendas de congestão nas interconexões entre Espanha e Portugal e entre Espanha e França.

Em suma, esta alteração irá afetar necessariamente i) a operação dos mercados, ii) as liquidações económicas e iii) a gestão de garantias.

¹ Regulamento (EU) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015.

2. Comentários gerais

Como comentário prévio, a EDP reconhece como positiva a substituição dos leilões intradiários de âmbito regional pelas IDA, na medida em que promove uma harmonização do quadro regulatório europeu, assim como da operação dos mercados, resultando numa otimização na alocação de recursos. No entanto, face às alterações propostas, a EDP entende que estas podem ser melhoradas, tendo como objetivo reduzir potenciais complicações ou ineficiências operacionais que se traduzam em custos para os agentes e, invariavelmente, para o sistema.

2.1. Participação em unidades de portfólio

Tendo como objetivo a melhoria das regras de participação em mercado que permitam um acréscimo de eficiência do sistema, a EDP defende que as regras deveriam permitir a participação dos agentes nas IDA em unidades de portfólio, tendo especial relevância para o estabelecimento de um *level playing field* entre os agentes ibéricos e os restantes agentes europeus. Efetivamente, a impossibilidade de participação em portfólio cria uma situação discriminatória e prejudica os agentes ibéricos na medida em que limita a operação otimizada dos seus ativos, para além de introduzir dificuldades operacionais em termos de inserção de ofertas nas diferentes plataformas numa fase em que a mudança para um MTU (*market time unit*) de 15 minutos vai aumentar consideravelmente o número de ofertas a introduzir, caso estas não possam ser efetuadas em unidades de portfólio.

A Regra 12ª., relativa ao registo das unidades de venda ou de aquisição no sistema de informação do operador de mercado, determina que *"as unidades de portfólio só poderão participar no mercado intradiário contínuo, não estando habilitadas a participar no mercado diário nem nos leilões intradiários"*.

Embora até hoje não fosse possível participar com unidades de portfólio no mercado diário nem nos atuais leilões regionais intradiários, a EDP entende que, em linha com o previamente referido, na mudança que se vai realizar de substituição de leilões regionais pelas IDA, deveria ser revista esta limitação que deixa a Ibéria em inferioridade de condições em relação ao resto dos agentes europeus. Efetivamente, a EDP entende que não existem diferenças entre o mercado intradiário contínuo e as atuais IDA que justifiquem que a partir da Ibéria não se possa participar nas IDA através de unidades de portfólio.

Adicionalmente, a EDP salienta que o disposto no ponto 39.4 da Regra 39ª., que estabelece a validação das ofertas nas IDA, carece de sentido e pode ser até contraproducente, pois não garante que com esse controlo sejam respeitados os limites potência. Na realidade, a desagregação das ofertas realizadas em unidades de portfólio no mercado intradiário contínuo tem prazos que vão para além do fecho dos leilões das IDA (Regra 48ª. Desagregação das Unidades de Portfólio), assim não será possível efetuar um controlo dos limites máximos e mínimos ofertados pelo agente por unidade de oferta já que não será possível saber atempadamente os valores de energia que se encontram alocados a cada unidade de oferta no mercado intradiário contínuo.

Considerando os processos atuais e os prazos estabelecidos pelas IDA, o livro de ofertas deve ser enviado pelo Operador de Mercado antes do minuto 6, enquanto as desagregações da unidade de portfólio podem ocorrer até o minuto 10 de cada hora.

No mínimo, e para garantir um ponto de igualdade entre todos os concorrentes, uma vez que não é possível verificar os limites nas unidades de oferta para os agentes que trabalham com unidades de portfólio, as ofertas ativas e "congeladas" no mercado contínuo devem ser excluídas da verificação de limites durante o processo de cassação de unidades de oferta não pertencentes ao portfólio, uma vez que o agente tem alguns minutos para retirá-las após conhecer o resultado do leilão.

Neste tema, a EDP defende que deve ser emitido um aviso do possível incumprimento do agente, mas que, em todo o momento, deve ser responsabilidade deste garantir que o seu conjunto de ofertas nas diferentes plataformas não ultrapassa os limites estabelecidos, e, caso os ultrapasse, deverá recorrer a mercados posteriores para resolver a situação de modo a não incorrer em penalidades por desvios.

2.2. Tipologia de ofertas admitidas

A Regra 39ª., mais concretamente o ponto 39.1 relativo ao objeto e conteúdo das ofertas de compra e de venda, inclui apenas a possibilidade de participação com ofertas simples ou ofertas complexas de bloco simples nas IDA. Embora a EDP entenda que para o lançamento destes leilões se incluam apenas as tipologias referidas, consideramos que após a entrada em produção dos novos leilões se estabeleça uma data para a inclusão dos restantes tipos de ofertas que o algoritmo Euphemia admite, sendo que esta inclusão deve ser efetuada com a maior brevidade possível.

Em qualquer caso, a Ibéria deve estar no primeiro grupo de países que ampliam o número de condições complexas admitidas.

Por último, importa salientar que a exclusão de ofertas complexas retira um dos principais papéis dos leilões intradiários que é o de permitir a possibilidade de as centrais térmicas participarem através deste tipo de ofertas, pois dada a sua especificidade, estas centrais têm de estar em operação por períodos mais alargados do que os que estão disponíveis no XBID para atingirem rentabilidade económica.

2.3. Procedimento a adotar em caso de atraso na receção do PDVD

A regulamentação proposta determina que, em condições normais, os operadores do sistema colocarão o Programa Diário Viável Definitivo (PDVD) à disposição do operador do mercado, com uma antecedência de 15 minutos antes do fecho da primeira sessão do IDA. Acrescenta ainda que o PDVD deverá ser recebido pelo operador do mercado com uma antecedência, em situação de operação normal, não inferior a 15 minutos antes do fecho da primeira sessão do IDA. Por último, refere que caso o PDVD seja recebido após o fecho da receção de ofertas da primeira sessão, o operador do mercado adotará os seus melhores esforços para evitar o cancelamento do respetivo leilão.

No documento justificativo, o OMIE destaca que o operador do mercado manteve o horário limite para a receção do PDVD em condições normais, às 14h45 (75 minutos

após a publicação do Programa Operacional Base - PDBF, conforme procedimentos operacionais dos operadores do sistema), para que os agentes do mercado possam dispor de 15 minutos para atualizar as suas ofertas relativas à primeira sessão do IDA, caso o considerem necessário, após a publicação do referido programa.

O OMIE complementa ainda que, de acordo com os horários estabelecidos nos procedimentos europeus de acoplamento das IDA, o fecho da receção de ofertas para a primeira sessão não pode ser ampliado dado que tal ação poderia provocar uma dissociação da zona MIBEL e, quando aplicável, da maioria das zonas de preços, concluindo que os agentes só poderão ter um tempo máximo entre a publicação do PDVD/PT e o encerramento da primeira sessão do IDA (15h00), podendo este tempo ser inferior aos atuais 15 minutos caso a publicação do PDVD fosse adiada para além das 14h45.

Neste contexto, o OMIE considera aconselhável que o limite de receção do PDVD seja menos restritivo, para que os agentes possam, se necessário, dispor de um tempo razoável para rever e atualizar as suas ofertas. Neste tema, a EDP concorda com a opinião do OMIE.

Adicionalmente, reforçamos que deve haver um intervalo de tempo entre a receção do PDVD e o encerramento da primeira sessão das IDA. Ou seja, se o PDVD for recebido às 14:59 e a primeira sessão das IDA encerrar às 15:00, é materialmente impossível que os agentes tenham conseguido processar os resultados desse programa antes de enviar a oferta intradiária. Portanto, propomos que seja especificado um limite mínimo de 10 minutos para a receção do PDVP, de modo que, se este não for recebido antes das 14:50, o primeiro leilão deverá ser suspenso.

Esta suspensão da participação no IDA por problemas ou atrasos na publicação de informação, como é o caso do atraso na publicação do PDVP, deverá aplicar-se ao país ibérico com problemas.

No caso de suspensão de uma IDA, o mercado contínuo deve estabelecer uma regra para o seu início, que deverá ser o mais breve possível, mas sempre pelo menos 10 minutos após a publicação da informação que causou a suspensão (PDVD ou similar).

Relacionado com este ponto, reforçamos que se as ofertas em unidades de portfólio fossem permitidas nas IDA, os possíveis atrasos do PDVD poderiam não ser um problema, porque os agentes poderiam desagregar e ajustar o programa no momento da desagregação.



OMIE – Consulta Pública

*Adaptación de las Reglas de
Funcionamiento del Mercado a las Nuevas
Subastas Europeas Intradiarias (IDA)*



Índice

1. Contexto	3
2. Comentarios	4
2.1. Participación con unidades de portfolio	4
2.2. Tipología de ofertas admitidas.....	5
2.3. Procedimiento que adoptar en caso de retraso en la recepción del PDVD.....	5

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, que deriva de la normativa europea y promueve la integración del mercado intradiario ibérico en el mercado intradiario europeo.

Así, se modifica la normativa ibérica, sustituyéndose las 6 subastas intradiarias regionales actuales (PT+ESP) por 3 subastas de ámbito europeo (Intraday Capacity Auctions - IDA).

El nuevo modelo se basa en el CACM (*Guideline on capacity allocation and congestion management*)¹, que estableció, entre otras cosas, las bases del modelo de asignación de capacidad intradiaria a través del mercado intradiario continuo europeo, y en la Decisión ACER 1/2019 sobre la "Methodology for pricing intraday cross-zonal Capacity", concretamente el artículo 2(1)(b) del Anexo I, que definía el concepto de subastas intradiarias con alcance paneuropeo.

Además, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) publicó otras directrices que definen los requisitos y productos de este nuevo modelo de mercado de subastas IDA, a saber:

- "i) Methodology for the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm;
- ii) Annex 2 to the Algorithm Methodology: Common set of requirements for the continuous trading matching and the intraday auction algorithms;
- iii) Products that can be taken into account by NEMOs in intraday coupling process in accordance with Article 53 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management."

La introducción de las IDA en los mercados portugués y español tiene como objetivo promover una mayor integración del mercado intradiario europeo, mejorando la eficiencia en la asignación de recursos energéticos y de la capacidad de transporte, así como en la gestión de la flexibilidad y en la integración de las energías renovables.

Así, las nuevas subastas intradiarias implican, entre otras cosas, un acoplamiento de mercados entre MIBEL y Francia, a diferencia de las actuales subastas regionales, por lo que es necesario incorporar a la normativa el cálculo de las rentas de congestión en las interconexiones entre España y Portugal y entre España y Francia.

En definitiva, este cambio afectará necesariamente a i) el funcionamiento de los mercados, ii) las liquidaciones económicas y iii) la gestión de garantías.

¹ Reglamento (EU) 2015/1222 da la Comisión, de 24 de julio de 2015.

2. Comentarios

Como comentario previo, EDP reconoce como positiva la sustitución de las subastas intradiarias regionales por IDA, ya que promueve la armonización del marco regulatorio europeo, así como el funcionamiento de los mercados, lo que se traduce en una optimización en la asignación de recursos. Sin embargo, ante los cambios propuestos, EDP entiende que estos son mejorables, con el objetivo de reducir potenciales complicaciones o ineficiencias operativas que se traduzcan en costes para los agentes e, invariablemente, para el sistema.

2.1. 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 IDA 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 en una fase en la que el cambio para una MTU (market time unit) de 15 minutos 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”*

Si bien hasta ahora tampoco se podía participar con unidades portfolio en el diario ni en las actuales subastas regionales intradiarias, consideramos que, en el cambio que se va a realizar de sustitución de subastas regionales por subastas paneuropeas, debería revisarse esta limitación que deja a Iberia en inferioridad de condiciones con respecto al resto de participantes europeos. No vemos diferencia entre el mercado intradiario continuo y las actuales IDAS que justifiquen que desde Iberia no se pueda participar en las IDAS a través de unidades portfolio.

Además, EDP destaca que lo dispuesto en el punto 39.4 de la Regla 39.ª, que establece la validación de ofertas en IDA, carece de sentido y puede incluso resultar contraproducente, al no garantizar que con este control se respeten los límites de potencia. En realidad, el desglose de las ofertas realizadas en unidades de portfolio en el mercado intradiario continuo tiene plazos que van más allá del cierre de las subastas IDA (Regla 48.ª Desagregaciones de las unidades portfolio), por lo que no será posible controlar los límites máximos y mínimos ofertados por el agente por unidad de oferta al no ser posible conocer oportunamente los valores de energía que se asignan a cada unidad en el mercado intradiario continuo.

Atendiendo a los procesos actuales y a los tiempos marcados por las IDA, el libro de ofertas debe ser enviado por el Operador del Mercado antes del minuto 6, mientras que

las desagregaciones de la unidad portfolio pueden alcanzar hasta el minuto 10 de cada hora.

A este respecto, defendemos que como mínimo, y para dar un punto de igualdad a todos los competidores, dado que no es posible la comprobación de límites en las unidades de oferta para aquellos agentes que trabajen con unidades portfolio, deberían quedar excluida de la comprobación de límites las ofertas vivas y "congeladas" en el mercado continuo durante el proceso de casación de unidades de oferta no portfolio, puesto que el agente dispone de unos minutos tras conocer el resultado de la subasta para retirarlas.

En este contexto, EDP sostiene que debe lanzarse el aviso del posible incumplimiento del agente, pero que, en todo momento debe ser responsabilidad del agente garantizar que, con su conjunto de ofertas entre subastas y continuo, no supera los límites establecidos, y en caso de superarlos, deberá acudir a mercados posteriores para resolver la situación.

2.2. Tipología de ofertas admitidas

La regla 39.ª, más concretamente el punto 39.1 relativo al objeto y contenido de las ofertas de compra y venta, sólo incluye la posibilidad de participar con ofertas simples u ofertas complejas de tipo bloque simple en IDA. Si bien EDP entienda que el lanzamiento de estas subastas solo incluirá los tipos antes mencionados, consideramos que una vez que las nuevas subastas entren en producción, se establezca una fecha para la inclusión del resto de tipos de ofertas que permite el algoritmo Euphemia, y esta inclusión debe llevarse a cabo lo más rápido posible. En cualquier caso, Iberia debe estar en el primer bloque de países que amplíen el número de condiciones complejas admitidas.

Finalmente, es importante resaltar que la exclusión de ofertas complejas 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.

2.3. Procedimiento que adoptar en caso de retraso en la recepción del PDVD

La normativa propuesta determina que, en condiciones normales, los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD), con 15 minutos de antelación al cierre de la primera sesión IDA. Añade además que el PDVD deberá ser recibido por el operador del mercado con suficiente antelación, en situación normal de funcionamiento, al menos 15 minutos antes del cierre de la primera sesión IDA. Finalmente, señala que, si el PDVD se recibe después de finalizar la recepción de ofertas de la primera sesión, el operador del mercado hará sus mejores esfuerzos para evitar la cancelación de la subasta respectiva.

En el documento justificativo, OMIE destaca que el operador del mercado mantuvo el plazo de recepción del PDVD en condiciones normales, a las 14.45 horas (75 minutos después de la publicación del Programa Base de Funcionamiento - PDBF, según los procedimientos de operación de los operadores de sistema), con objeto de que los agentes de mercado puedan disponer de 15 minutos para la actualización de sus ofertas, si lo consideran necesario, tras la publicación de dicho programa.

OMIE añade además que, "de acuerdo con los horarios establecidos en los procedimientos europeos de acoplamiento de las IDA, el cierre de recepción de ofertas para la primera sesión no puede ser ampliado, ya que podría provocar un desacoplamiento de la zona MIBEL y en su caso, de la mayoría de las zonas de precio". Concluyendo que, "los agentes únicamente podrán disponer de un tiempo máximo comprendido entre la publicación del PDVD/PT por parte de los OS y el cierre de la primera sesión IDA (15:00), pudiendo ser este tiempo menor de los 15 minutos actuales en el caso de que la publicación del PDVD se retrase más allá de las 14:45".

En este contexto, OMIE considera conveniente que el límite de recepción de PDVD sea menos restrictivo, de forma que los agentes puedan, en su caso, disponer de un tiempo razonable para revisar y actualizar sus ofertas. A este respecto, EDP comparte la opinión de OMIE.

Además, queremos resaltar que debe darse un margen de tiempo entre la recepción y el cierre de la primera subasta. Es decir, si el PDVP se recibe a las 14:59, y la primera IDA cierra la recepción de ofertas a las 15:00 es materialmente imposible que los agentes hayan podido procesar los resultados de dicho programa antes de enviar la oferta de intradiario. Por eso, proponemos que se especifique un límite para la recepción del PDVP mínimo de 10 minutos, de forma que si éste no llega antes de las 14:50, la primera subasta debería suspenderse.

Esta suspensión de la participación en las IDA ante problemas o retrasos en la publicación de información, como el caso de un retraso en la publicación del PDVP, debe aplicar al país ibérico con problemas.

En caso de suspensión de una IDA, el mercado continuo deberá establecer la norma para su arranque, que debería ser lo antes posible, pero siempre al menos 10 minutos después de la publicación de la información que provocó la suspensión (PDVP o similar).

Relacionado con este punto, insistimos en que, si se permitiesen las ofertas en porfolio en las IDA, los posibles retrasos del PDVD podrían no ser un problema, porque los agentes podrían desagregar ajustar el programa en el momento de la desagregación.

CONSULTA PÚBLICA PARA LA ADAPTACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO A LAS NUEVAS SUBASTAS EUROPEAS INTRADIARIAS (IDA)

Fortia agradece la oportunidad de participar en la consulta sobre la adaptación de las reglas de funcionamiento del mercado a las nuevas subastas europeas intradiarias (IDA), las cuales reemplazarán a las actuales subastas regionales complementarias, lo que supondrá una integración total en el acoplamiento del mercado intradiario eléctrico europeo.

En relación a este tema, **nos gustaría expresar nuestra preocupación con respecto al corto intervalo de tiempo que queda entre la publicación de los resultados de la casación PDBF y el PDVP. Esto podría resultar en que el Operador del Sistema (OS) no disponga del tiempo suficiente para resolver de manera adecuada las restricciones técnicas de la red, a fin de cumplir con el plazo de publicación del PDVP a las 14:45 horas.**

Como se explica en el *"Informe de Justificación de la Adaptación de Subastas Intradiarias Europeas"*, sometido a consulta pública por el OS el 14 de febrero de 2024, en estas situaciones, *"las modificaciones de programa y las limitaciones que no hayan podido ser incorporadas en el PDVP para solucionar las restricciones técnicas del PDBF se establecerán mediante el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real. Esto conlleva un impacto en los costos de restricciones técnicas y en su repercusión en la demanda"*.

Estas situaciones con plazos cada vez más ajustados podrían volverse habituales en el futuro debido a la creciente penetración de energías renovables en los sistemas europeos que podrían incrementar las situaciones anómalas de precios en los mercados. Esto complicará la resolución la casación y podrían requerirse segundas subastas, que retrasarán o llevarán al límite la publicación del PDBF complicando la gestión de la operación a los TOS.

Por tanto, **solicitamos al Operador del Mercado que proponga una revisión de los horarios de los distintos mercados para dotar a los Operadores del Sistema (TSOs) del tiempo suficiente para llevar a cabo una gestión eficiente del mismo.**

Fortia es partidaria del proyecto de integración de mercados europeos, pero creemos que los horarios de los mercados deben revisarse para que se puedan materializar económicamente todas las ventajas del mercado único. Si los plazos son muy ajustados, se puede encarecer el precio para la demanda como apunta el OS.

A título de ejemplo, cabe recordar que la eliminación del mercado de reserva de potencia a subir ha trasladado la problemática del sistema al proceso de solución de restricciones técnicas (RRTT) en tiempo real, y ha supuesto un incremento de costes para toda la demanda. La tabla siguiente presenta la evolución de los costes de las RRTT en PDBF, el mercado de reserva a subir y las RRTT en tiempo en los últimos años. Se puede observar como **porcentualmente el impacto conjunto de mercado de reserva a subir y de RRTT en tiempo real con respecto al coste total de estos segmentos era inferior antes de la eliminación del mercado de reserva de potencia a subir.** Si bien es cierto que los costes de las restricciones están influenciados por diversos factores y no se puede justificar todo su incremento a la eliminación del mercado de reserva, es evidente que llevar la resolución de ellos problemas al tiempo real tiene su coste para la demanda. Teniendo

en cuenta además que el coste actual del conjunto de las RRTT es muy elevado para la demanda, es importante prestarle atención y proponer iniciativas como la sugerida de ampliar los plazos al OS para minimizar su impacto.

	Restricciones PDBF	Mercado de reserva a subir (1)	Restricciones en tiempo real (2)	Total (3)	% Mercado de reserva y RRTT real (1+2)/3
2016	2,192	0,134	0,125	2,451	11%
2017	1,572	0,093	0,092	1,757	11%
2018	1,556	0,2	0,067	1,823	15%
2019	1,032	0,05	0,044	1,126	8%
2020	1,962		0,303	2,265	13%
2021	2,019		1,077	3,096	35%
2022	2,289		2,54	4,829	53%
2023	4,275		3,432	7,707	45%

En este mismo sentido, y con objeto de evitar penalizaciones indeseadas a la demanda, **consideramos muy relevante que el OM y el OS promuevan la coordinación de las fechas de implantación de la liquidación de desvíos y la plataforma de negociación cuartohorarios.**

Con la entrada de la liquidación cuarto-horaria, el OS imputará costes por desvíos cuarto-horarios, sin que los agentes hayan tenido la oportunidad de negociar en un mercado cuarto-horario sus perfiles cuarto-horarios de compra o de venta. El impacto será especialmente relevante en los agentes cuyo perfil cuarto-horario de consumo y generación presenta fluctuaciones importantes dentro de una hora.

Por último, deseamos plantear una serie de solicitudes con el objetivo de mejorar la transparencia en el sistema de ofertas del mercado intradiario así como en el servicio de gestión de garantías. A continuación, presentamos nuestras sugerencias.

- **Mejorar la información de la página web del Mercado**

Cuando un agente realiza una oferta en el mercado intradiario, la página web del Mercado indica si la oferta ha sido considerada válida o inválida, como se muestra en la pantalla siguiente.



Sin embargo, algunas ofertas que se presentan como válidas han sido aceptadas de manera provisional, sin que la pantalla indique esta contingencia. Estas ofertas aceptadas de manera provisional suelen ser posteriormente rechazadas por el Operador del Mercado.

Por este motivo, solicitamos que en la página web del Mercado se incluya una nueva categoría de ofertas denominada "Válidas de manera provisional". Esto permitiría a los agentes identificar de manera sencilla esta circunstancia y actuar en consecuencia para abordar cualquier contingencia que haya provocado esta aceptación provisional

- **Ideas encaminadas a mejorar el servicio de gestión de garantías.**

- Aceptación de garantías en aval o caución con una validez de 30 días hasta su vencimiento.

Teniendo en cuenta que la obligación de prestar garantías es diaria, la liquidación semanal, y que OMIE puede ejercitar la garantía en 3 días, entendemos que sería suficiente condicionar la validez de una garantía a un mes de vigencia hasta su expiración.

No obstante, las actuales reglas exigen que las garantías tengan una validez mínima de 5 meses, lo que genera un coste innecesario y excesivo a los agentes del mercado ya que les requiere renovar las pólizas de avales con 5 meses de anticipación y mantener duplicadas ciertas líneas, porque que los bancos pueden no admitir emitir los avales con un vencimiento posterior al vencimiento de la línea de avales. Por otro lado, las aseguradoras tampoco emiten cauciones más allá del vencimiento de la póliza de caución, lo que también limita su uso.

Adicionalmente, el aval bancario con comunicación electrónica (tipo Swift) desarrollado por OMIE que permitiría acogerse a avales de vigencia más corta, no ha sido adoptado hasta la fecha por varias entidades financieras y de aseguramiento relevantes, por lo que en la práctica no está accesible a todos los agentes.

Por tanto, se solicita que, para avales emitidos en electrónico, firma con certificado digital y/o avales físicos se exija una validez de 30 días hasta su vencimiento.

- Permitir al menos a 2 pagos anticipados cada semana, sin necesidad de comunicación previa

En la actual coyuntura de volatilidad e incrementos de precios se producen tanto una mayor exigencia de garantías no previstas, como una mayor entrada de tesorería tampoco prevista, que permitirían incrementar el pago anticipado y facilitar a su vez el cumplimiento de garantías. Por tanto, se solicita que:

- las reglas, opcionalmente, habiliten a los agentes a realizar al menos dos pagos anticipados a OMIE en cualquier momento,
- los anticipos se puedan realizar sin una comunicación previa detallada ya que no siempre es posible predecir la caja. En el pasado se habilitó esta posibilidad, pero en la práctica no se pudo utilizar porque en el primer pago se exigía indicar el número de pagos adicionales y las fechas en que se iban a hacer,
- los anticipos puedan minorarse del importe de las garantías exigidas al agente.

- Ampliar horarios de recepción de garantías y mecanismos de validación automática

Las franjas horarias de recepción de garantías son insuficientes para gestionar

debidamente el registro de las garantías y ponen en riesgo económico a los agentes que, ante una subida de precios sobrevenida, no siempre pueden gestionarlas en tiempo con las entidades bancarias (lo habitual es que los bancos tarden 48h en emitir un aval). Por ejemplo:

- Los viernes, con dos días por delante, y un alto riesgo de incremento de requisitos de garantías, el registro se cierra a las 13:00
- Según los horarios y plazos de los agentes, una devolución de aval puede tardar hasta 48h si se solicita después de las 14h, lo que supone para los agentes asumir un sobrecoste extra, ya que las garantías dejan de ser efectivas desde el momento en que se solicita su devolución y no desde que efectivamente se autoriza la misma por OMIE.

Por tanto, se propone fijar horarios más amplios y establecer mecanismos de validación automática que permitan minimizar el mantenimiento de garantías por encima de lo necesario y evitar la demora en la recepción de las garantías aportadas.

Madrid 19 de febrero de 2024

Comentarios la propuesta de adaptación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradía de Electricidad a las nuevas subastas europeas intradiarias (IDA)¹

19 de febrero de 2024

Comentario general a los nuevos procesos y horarios para introducir las IDAs

Es necesario buscar la mejor solución para minimizar el riesgo de acoplamiento de la IDA1 sin alterar los procesos de los operadores del sistema. Se puede plantear la posibilidad de reducir la ventana mínima de presentación de ofertas de la IDA1, siendo indispensable para ello que los reguladores ibéricos:

- 1) Autoricen el uso voluntario de portafolios sin restricciones en las IDAs y los cambios de programa de BRP, para mitigar el efecto de las tipologías de oferta muy limitadas.
- 2) Eliminen la obligación de replicar la estructura de unidades (UP) en los mercados de ajuste en el mercado diario e intradía (UOF).
- 3) Minimicen los controles de OMIE de potencias máximas y mínimas.

Creemos que estas medidas facilitarán la participación de los agentes ibéricos ante plazos ajustados, garantizarán igualdad de condiciones con los competidores europeos (y entre los ibéricos) y mejorarán el diseño de mercado nacional/regional vigente y su evolución, sin condicionar la operativa europea de las IDAs ni afectar a procesos clave como la solución de restricciones técnicas.

Los reguladores ibéricos deben buscar la mejor solución, teniendo presente los principios de eficiencia, priorización de requisitos y proporcionalidad, garantizando que los agentes del mercado ibéricos no se ven discriminados frente a sus competidores europeos y que se aplican criterios homogéneos para las zonas de oferta española y portuguesa. Esto pasa por analizar muy bien las prioridades de diseño del mercado y renunciar a interrelaciones de procesos entre OMIE y REE-REN que no sean necesarios para el correcto desenvolvimiento operativo de todas las partes y que, además, puedan plantear un obstáculo mayor en el futuro o condicionar la operativa global europea de acoplamiento de mercados.

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%20ADAPTACION%20DE%20LAS%20REGLAS%20DE%20FUNCIONAMIENTO%20A%20IDAs.pdf

En este debate tan necesario queremos destacar que:

- La IDA 1 puede verse muy impactada por el cambio a negociación cuartohoraria del mercado diario en enero de 2025, en cuanto al riesgo de su cancelación a nivel europeo.
- En España el volumen que puede negociarse en la IDA1 es muy dependiente de los procesos del OS posteriores al mercado diario y anteriores a su apertura.
- La IDA1 no cumple actualmente con un requisito europeo fundamental: el recálculo de la capacidad intradiaria transfronteriza. Está muy alejada del tiempo real, es voluntaria, y viene seguida del intradiario continuo y de la IDA2, que sí incluye un recálculo de capacidad, tienen el mismo horizonte de programación de 24 horas y tiene lugar una vez que todos los procesos de operación se han realizado.
- Como las otras dos IDAs, la IDA1 ofrece tipologías de oferta muy limitadas, lo que impacta especialmente en la gestión de ciclos combinados, no teniendo perspectivas razonables de mejora, puesto que ha de minimizarse la interrupción del intradiario continuo y el rendimiento se verá afectado por el paso a resolución cuartohoraria.

Por todo ello, creemos que el valor intrínseco de la IDA1 es relativamente reducido respecto a otros procesos y respecto al esperado cuando se tomó la decisión europea de implantar las subastas intradiarias europeas. Consecuentemente, se puede asumir perfectamente que la IDA1 no cobre un protagonismo superfluo en las decisiones de diseño nacionales/regionales, primando que el proceso de solución de restricciones técnicas se desarrolle de la mejor manera posible, pero evitando condicionar la operativa de las IDAs a nivel europeo con requisitos de diseño regionales injustificados. Además, siempre se pueden reevaluar mejoras y medidas operativas una vez que las IDAs operen de manera estable y haya análisis europeo de mejoras a partir de la experiencia.

Así, se puede plantear una reducción de la ventana mínima de ofertas para la IDA1, pero acompañada de **facilidades operativas imprescindibles** para los agentes ibéricos respecto a su participación en la IDA1 y, en general, en los mercados diario e intradiario:

- **Permitir la oferta en portfolio en las IDAs y eliminar el requisito general de contar con relación uno a uno entre unidades de oferta (UOF) y unidades de programación (UP)². Si no fuera aceptada esta propuesta, al menos se debe permitir la gestión de ciclos combinados de manera agregada en las IDAs, puesto que es una tecnología que se ve impactada especialmente por las limitaciones de tipología de ofertas.**

En anexo a estas alegaciones hacemos una propuesta de reforma de la regla 12 en consonancia con esta petición.

Esta facilidad operativa permitiría garantizar igualdad de condiciones entre tecnologías y con el resto de los competidores europeos. Actualmente, ciertas tecnologías sí pueden agregarse con ciertos requisitos, pero otras no. Además, cuando entró en operación el mercado intradiario continuo en 2018³, la CNMC emitió un informe en el que analizó las

² Sin perjuicio de la obligación explícita para las instalaciones REER.

³ 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

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 en las IDAs finalmente no se contará con esa posibilidad.

Además, en la región encontramos que la obligación de asociación uno a uno de UOF y UP se aplica de manera diferente en España y Portugal, ya que, como hemos trasladado en alegaciones pasadas, ERSE desacopló la organización de BSP de la negociación en los mercados de OMIE⁴. Esto provoca asimetría operativa en la región, lo que parece incompatible en el contexto europeo de armonización y de cooperación regional, sin perjuicio de la potestad de cada regulador nacional de decidir conforme a sus competencias. Así, solicitamos parecer de CNMC y ERSE sobre el encaje legal de una aplicación operativa asimétrica de criterios de organización de oferta en una región que gobierna su mercado spot organizado a través de un monopolio regulado único, a la vista del marco europeo sectorial que promueve la armonización y cooperación regional y teniendo en cuenta que el Convenio Internacional MIBEL exige en su artículo 1 lo siguiente:

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."

⁴ Consulta Pública n.º 105, Reformulação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, páginas 19-21

https://www.erse.pt/media/mu5otvrx/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."

3. La creación de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica implica el reconocimiento por las Partes de un único mercado de la electricidad, en el cual todos los agentes tendrán igualdad de derechos y obligaciones.

4. Las Partes se obligan a desarrollar y modificar, de forma coordinada, la legislación y reglamentación interna necesaria para permitir el funcionamiento del MIBEL.

- **Deben sustituirse los controles bloqueantes en las ofertas de las IDAs sobre potencias máximas y mínimas por avisos, sobre todo si están alejados del tiempo real y se solapan con la negociación intradiaria continua, ya que suponen una traba para las operaciones que afecta a la formación de precios.** Tampoco tienen sentido en el caso de la descongelación automática de ofertas del continuo al casar una IDA, porque requiere que cada agente chequee de nuevo en qué posición se encuentra tras la casación de la IDA. En nuestra opinión, no puede denegarse esta petición de minimizar controles alegando, como en ocasiones anteriores⁵, que esos controles garantizan el carácter físico del mercado intradiario, porque el resto de mercados europeos también lo son a pesar de contar con mayor flexibilidad. En cualquier caso existirá siempre la obligación de conformar un programa horario final viable y realista, con los controles mínimos necesarios en la negociación continua cercana al tiempo real, para lo que podría ser una solución habilitar en la desagregación la posibilidad de renombrar el resultado de las IDAs.
- **Permitir el cambio de programas entre BRP antes del cierre del mercado intradiario continuo, conforme a lo dispuesto en el artículo 17.3 de la EB GL.** En la reforma de las Condiciones de Balance hemos vuelto a insistir sobre ello.
- Una compresión de horarios, o cualquier medida que se adopte para solucionar este problema, no debe entenderse como obstáculo futuro para **implantar/mantener/potenciar las nominaciones directas a REE-REN**, y así desacoplar la oferta de energía ante OMIE de los procesos de operación del sistema.

Dicho lo anterior, en lo que concierne a la operación del sistema español, entendemos que el nuevo servicio de control de tensión permitirá aliviar la carga del proceso de solución de restricciones técnicas y facilitar el correcto desenvolvimiento de los horarios establecidos que se decidan.

⁵ Ver pág. 9 de la resolución de la CNMC de 10 de octubre de 2019 por la que se aprueban las reglas del mercado (DCOOR/DE/003/19)

https://www.cnmc.es/sites/default/files/2698864_0.pdf

"Se considera conveniente a día de hoy la permanencia de dichas validaciones y procesos con el fin de mantener el carácter físico del mercado ibérico de electricidad (MIBEL) así como de ayudar a conformar un programa horario final más real."

Comentarios de detalle

Regla 20.2

Relacionado con la petición de oferta en portfolio y eliminación de obligación UOF=UP, ha de eliminarse la publicación de la desagregación de "la producción por tecnologías y la demanda por categorías de agentes", por el hecho de 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 y son los operadores del sistema los encargados de publicar ese tipo de información con los mejores datos que obran en su poder.

Regla 53.1 (numeración nueva)

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 en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.*
- *Modificación de datos de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables*
- *Resolución de cancelación inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.*
- *Resolución de imposición de penalizaciones*

Anexo 3 (numeración nueva)

Los umbrales de notificación de precio de oferta en mercado diario e intradiario que sean regulados mediante instrucción de OMIE con comunicación previa a la CNMC deben complementarse con umbrales configurables por los propios agentes, a su conveniencia, y con la mayor flexibilidad posible. Esto facilitará la minimización de errores y los controles internos que requiere una operativa segura y la normativa de rango superior, como REMIT.

Será especialmente interesante para suplir la ausencia de Second Auction en el mercado diario que se está planteando a nivel europeo.

Propuestas de mejora

Regla 4.1

El operador del mercado propone introducir el sujeto de titular de instalaciones de almacenamiento. Sin embargo, no se especifican los matices necesarios para prever la posibilidad de que ciertos tipos de almacenamiento gestionados por operadores de red no se integren en el mercado, tal y como la Directiva sí contempla y, además, las reglas 4.2, 5.1 y 6.1 no ha sido reformadas para contemplar ese sujeto. Reconociendo que es complejo ser exhaustivo, proponemos que, en vez de tratar de regular una cuestión ajena a las reglas, se simplifiquen las reglas 4.1 y 4.2 para evitar redacción incompleta o que nuevas figuras provoquen una redacción obsoleta (ej. agregadores independientes, comunidades de energía). En coherencia, 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.

Regla 6.2

La redacción añadida en el primer párrafo no se ha replicado en la regla 5.2, pero es que tampoco nos parece necesaria esta puntualización. Respecto a la obligación de oferta de las unidades genéricas de compra y venta descuadrada, solicitamos que se haga una referencia genérica al intradiario en vez de precisar de manera exclusiva las subastas, ya que el continuo puede ser la última oportunidad de corrección de descuadre, con los debidos ajustes de proceso de desagregación para que sea posible. En cualquier caso, corresponde a los reguladores determinar la debida diligencia del agente responsable para solucionar el descuadre, sin restringir de antemano las decisiones que este pueda tomar.

Regla 7

Hacer referencia a que el contrato de adhesión forma parte de las reglas, puesto que se ha integrado como anexo. Adicionalmente, proponemos eliminar la referencia al Real Decreto 2019/1997, por ser normativa desplazada por la Circular de la CNMC, llevando a confusión sin aportar una información diferencial (mismo comentario sobre el último párrafo de la regla 9.1).

Anexo: Propuesta de reforma de la regla 12 para facilitar la operativa de oferta en los mercados organizados de energía

La regla 12 debería ser reformada por las razones expuestas en el comentario general de estas alegaciones, además de contemplar adecuadamente el almacenamiento. De manera acorde, es necesario revisar los conceptos de "unidad de oferta" y "unidad de venta/adquisición" en el conjunto de reglas, y su modo de gestión. No se trata de eliminar los conceptos, sino de adaptar las reglas a la nueva realidad. También será necesario introducir/adaptar las nominaciones donde convenga, con el intercambio de información adecuado OM-OS para el control estrictamente necesario que el operador del mercado necesite llevar a cabo.

Hacemos una propuesta de cambio de redacción de la regla 12 en esta línea, que además entendemos que es compatible con la decisión del regulador portugués respecto a esta cuestión:

La unidad de oferta es la entidad elemental de negociación en el mercado, sin perjuicio de que las unidades de venta o de adquisición puedan tomar la forma de unidades porfolio, tal y como se establece en la presente regla.

[...] (párrafos de reglas generales y particulares de constitución de unidades de oferta que no es necesario cambiar)

Para los titulares y representantes de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, los sujetos autorizados a ser agentes, existe la posibilidad de agrupar ofertas de su propiedad o de sus representados, de modo que exista la posibilidad de una posición final neta de todos los representados frente al mercado.

[...] (párrafos de reglas generales y particulares de constitución de unidades de oferta que no es necesario cambiar)

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.

Una unidad de oferta de un representante en nombre propio y por cuenta de terceros podrá incluir energía de varios representados. Una unidad de oferta de un representante en nombre y por cuenta de terceros solamente podrá incluir energía de un representado.

Una unidad de oferta deberá contener exclusivamente unidades que desarrollen un solo tipo de actividad (productores de energía eléctrica, comercializadores o consumidores directos en mercado).

La energía horaria máxima declarada de las unidades por el agente estará limitada al valor máximo del registro correspondiente, o a la autorización ministerial correspondiente en su caso.

La energía máxima de una unidad de venta o adquisición es la suma de la energía máxima declarada por el agente de cada una de las unidades físicas que componen dicha unidad de venta o adquisición.

La energía máxima de las unidades físicas estará limitada a la suma de la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía

~~eléctrica, o registro equivalente que reglamentariamente se determine por el regulador competente. Para las instalaciones de producción que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales la potencia máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica multiplicada por un coeficiente de 1,2.~~

~~Durante la realización de las pruebas oficiales de certificación de nueva potencia, el agente podrá solicitar un valor de energía máxima superior al inscrito en el registro en dicha instalación, para la realización de las pruebas. El valor de energía máxima será de aplicación a todos los periodos de programación de los días naturales durante los que se realicen dichas pruebas.~~

~~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. Para un agente del mercado no podrá existir una unidad de oferta con asociación a una sin unidad de programación, ni una unidad de programación con asociación a una sin unidad de oferta.~~

[...] (párrafo relativo a requisitos REER)

~~Si una unidad de oferta dada de alta en el sistema es dada de baja o suspendida para una fecha por el agente titular de dicha unidad, o ésta queda con una potencia máxima nula por no tener asociada ninguna unidad de programación unidad física por solicitud de cambios de asociación, quedarán anuladas todas las ofertas presentadas para las sesiones del mercado diario a partir de la fecha para la que se ha solicitado la baja, la suspensión o la unidad ha quedado con potencia máxima nula. Igualmente quedará retirada la oferta por defecto aplicando dicha retirada para el primer día para el que la unidad está de baja, suspendida o tiene una potencia máxima nula.~~

[...] (párrafos relativos a requisitos REER)

Unidades Portfolio

~~Los agentes podrán optar por participar en el mercado intradía continuo a través de unidades de oferta o de unidades portfolio. En ambos casos, la unidad estará asociada a un sistema eléctrico específico (España o Portugal).~~

~~Cada agente del mercado podrá disponer, previa solicitud, de una única o varias parejas de unidades portfolio (compra/venta) por cada tipo de actividad y por cada sistema eléctrico donde el agente tenga dos o más unidades de oferta de alta en el sistema del Operador de Mercado.~~

~~Por defecto, todas las unidades ofertantes del agente que estén dadas de alta en el sistema de información del mercado y que compartan actividad y sistema eléctrico con la pareja de unidades portfolio, se encontrarán asociadas al portfolio una única pareja de unidades portfolio (compra/venta) para poder recibir energía en el proceso de desagregación. Una unidad de oferta únicamente puede estar asociada a una pareja de unidades portfolio.~~

~~Los agentes tendrán la posibilidad, para cada pareja de unidades portfolio, de excluir de la asociación las unidades ofertantes de oferta en las que no deseen desagregar energía. Una unidad de oferta excluida de un portfolio, estará excluida tanto de la unidad portfolio de compra como de la unidad portfolio de venta. Los agentes podrán volver a incluir unidades de oferta que fueron excluidas.~~

El límite máximo de exclusión de unidades ~~ofertantes de oferta~~ será tal que nunca haya menos de dos unidades ~~ofertantes de oferta~~ en las que pueda desagregar la pareja de unidades portfolio.

Las unidades portfolio de la actividad de generación deberán contener dos o más unidades de oferta de actividad de generación, y las unidades portfolio de las distintas actividades de adquisición deberán contener dos o más unidades de oferta de adquisición de la misma actividad, teniendo en cuenta que las siguientes unidades de oferta no podrán estar asociadas a una unidad portfolio:

- Las unidades de representación en nombre y por cuenta ajena.
- Las unidades de importación y exportación con derechos previos.
- Las unidades genéricas
- Las unidades de comercialización de referencia
- Las unidades pertenecientes al sistema eléctrico español zona balear.

~~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.~~

Para aquellos agentes que, por razones de la adecuada asignación de los impuestos, OMIE necesite disponer de las transacciones realizadas a nivel de unidad de oferta, el agente deberá actuar en el mercado continuo a través de dichas unidades de oferta (p.e. consumidores directos en mercado con derecho a reducción en el impuesto de electricidad)."

cmie



Proponemos que, de no poder seguir manteniendo el formato actual, se puedan subir dentro de una oferta de bloque simple, varios bloques diferentes, cada uno asociado a un Term variable y a un % de aceptación y que solo se pueda aceptar uno u ningún bloque (no acumulables).

Confiamos en que tengan a bien considerar nuestros comentarios, reciban un cordial saludo,

Energy Traders Europe response to OMIE consultation on IDAs implementation

Key messages

1. Implement portfolio bidding, transitioning away from unit bidding

The opportunity to submit bids/offers on a portfolio basis is a precondition for the development of an efficient energy market where market participants can optimise all their resources via a more flexible bidding strategy at the lowest cost for society.

On the one hand, unit bidding would pose long-term risk to the efficiency of spot markets, the integration of distributed resources and ultimately our security of supply.

On the other hand, portfolio bidding allows electricity sellers to aggregate the electricity produced to properly reflect assets and their combined capabilities within a portfolio of assets (generation, storage) and contracts (including demand).

It also enables electricity producers to use the flexibility of their assets more effectively compared to individual unit bidding, while supporting TSO's tasks of efficient procurement of balancing services and further actions aimed to guarantee the security of supply.

This efficient way of managing portfolios is used in most European energy markets, while Spain and Portugal remain the only European countries with mandatory unit bidding in day-ahead and intraday.

2. Apply rule 48 from XBID to the IDAs result in case a transition to portfolio bidding is not possible by the IDAs go-live

With the introduction of IDAs with very limited bidding formats, the scheduling optimisation will be very impacted, posing an additional challenge in the cross-border competition between Iberian market participants and other EU Member States.

Hence as an alternative temporary option before full transition to portfolio bidding, we suggest extending the same rules applied to XBID enabling portfolio bidding for any production unit.

In particular, the "*desagregaciones*" used in the continuous trading (see rule 48) can be used to re-arrange schedules came from IDAs results.

However, we take the opportunity to note that the current trading constraints are discouraging this way of bidding (i.e without netting positions before trading and separately sell and buy) and hence should be eliminated to guarantee efficient tools for the best economical dispatch.

3. Remove the mandatory replication of the bidding structure in TSO's services for energy markets (day-ahead and intraday)

Imposing the same bidding structure in OMIE (i.e. bidding unit) than in the TSO's services (i.e. programming unit) presents now a relevant operational burden for all technologies and aggregators.

Rule 12 states as follows:

"Each bidding unit, whether for sale or purchase, will correspond to a programming unit. A programming unit may not be associated with more than one bidding unit" (see [Market Rules 2023 - Non-binding translation](#))

Therefore, we ask for the deletion of the mandatory replication of the bidding structure in TSO's service for energy markets (day-ahead and intraday).

Example: if a market participant wants to be a BSP in TERRE/MARI in the Spanish bidding zone with a portion of its wind+PV portfolio, it has to set up 2 different programming units ("Unidad de Programación") in the TSO (PV BSP, wind BSP), but this triggers the obligation of trading in OMIE with 4 bidding units ("Unidad de Oferta"): wind non-BSP, wind BSP, PV non-BSP, PV BSP. This constraint can be more challenging for trading in day-ahead and intraday markets with collocated/hybrid technologies, self-consumption schemes or mixed-costumer sites.

We flag that the Portuguese configuration of bidding units allows for greater aggregation:

"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" (see [Consulta Pública n.º 105. Reformulação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema](#))

Therefore, we ask for a homogenous application of bidding unit structure in the region and hence abolish the mandatory replication of the bidding structure in the Spanish TSO's services.

4. Provide more transparency in case of cancellation of the first IDA due to publication delays

We express our concern in case there is a delay of the publication of the Programa Diário Viável Provisional (PDVP) that turns out in the cancelation of the first IDA.

We understand from OMIE that whenever the PDVP publication delays beyond 15:00 hrs, the first IDA will be canceled, although this is not clearly indicated in the proposal of Market Rules (at point 39.3.2 there is only a mention about the efforts OMIE will adopt to avoid the cancellation).

We suggest OMIE to reflect the final decision in the Market Rules and clarify in the text the conditions that will apply for the cancellation of the 1st auction, by defining clear time limits for the PDVD acceptance so that agents have enough time to adapt their bids for the IDA1.

Market rules should define clear and unequivocal conditions, as well as time limits are clearly defined in the rest of markets.

