

## RESULTADOS DE LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE MODELO DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE

### Introducción

El pasado 21 de febrero de 2019 y con fecha límite el 21 de marzo de 2019, los tres operadores iniciaron una consulta pública para tener en consideración el punto de vista y necesidades de los agentes de mercado acerca de dos posibles alternativas planteadas para abordar el cambio de la hora de apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET, a fin de cumplir con este requerimiento, y bajo la aprobación de las dos entidades reguladoras del MIBEL (CNMC y ERSE).

Durante este periodo los agentes de mercado que así lo considerasen debían enviar su preferencia a la dirección de correo [consultaIntraMIBEL@omie.es](mailto:consultaIntraMIBEL@omie.es), indicando si su preferencia era de carácter público o confidencial.

A tal efecto, el día 28 de febrero de 2019 los tres operadores impartieron una sesión online en formato webinar donde explicaban el contexto y el motivo de la consulta a todos los agentes de mercado que desearan participar de él a través de internet y respondiendo a las preguntas de los agentes participantes.

### Cuestión Objeto de la Consulta

Hasta la implantación de las subastas pan-europeas para el cálculo del precio de la capacidad, ¿cuál de las dos alternativas propuestas prefiere para la modificación del actual esquema de subastas regionales intradiarias?

#### Alternativa 1.

- Implantación de una nueva subasta de apertura para los 24 periodos del día D+1, con apertura a las 14h00 CET y cierre a las 15h00 CET.
- Apertura de los periodos del D+1 en el mercado intradiario continuo a las 15h10 CET.
- Eliminación de la actual primera subasta intradiaria (MI1).
- Retraso de una hora de la actual quinta sesión (MI5), abriendo a las 09h00 CET y cerrando a las 09h50 CET, con un total de 12 periodos de negociación (periodos 13-24 del día D).
- El resto de horarios y sesiones quedarían sin cambios.

#### Alternativa 2.

- Implantación de una nueva subasta de apertura para los 24 periodos del día D+1, con apertura a las 14h00 CET y cierre a las 15h00 CET.

- Apertura de los periodos del D+1 en el mercado intradiario continuo a las 15h10 CET.
- Eliminación de la actual sexta subasta intradiaria (MI6).
- Retraso de una hora de la actual quinta sesión, abriendo a las 09h00 CET y cerrando a las 09h50 CET, con un total de 12 periodos de negociación (13-24).
- Adelanto de la hora de cierre de la primera sesión, abriendo a las 17h00 CET y cerrando a las 17h50 CET, con un total de 28 periodos de negociación (21-24 D, 1-24 D+1).
- El resto de horarios y sesiones quedarían sin cambios.

Los agentes dispusieron hasta el 21/03/2019 inclusive para enviar su preferencia indicando si su elección era confidencial o pública.

## Resultado de la Consulta Pública

Una vez vencido el plazo para que los agentes enviaran su preferencia acerca de la cuestión planteada, se han recibido un total de 24 respuestas, de las cuales 15 han indicado que su contestación sea tratada como pública.

Aquellos agentes que decidieron participar en la consulta con carácter “Confidencial”, han sido identificados en la tabla resumen como “AGENTE N”. En el caso de que un agente no haya indicado si su respuesta puede ser tratada como pública, ésta se ha considerado también como “Confidencial”.

Obteniéndose un recuento de votos para cada una de las alternativas planteadas tal y como se muestra a continuación:

- Alternativa 1: 8 votos.
- Alternativa 2: 16 votos.

El resultado de la consulta puede verse a continuación.

	Agente	Carácter	Alternativa Escogida
1	ACIE (Asociación de comercializadores independientes de energía)	Público	Alternativa 2
2	AGEE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía)	Público	Alternativa 2
3	AGENTE 1	Confidencial	Alternativa 1
4	AGENTE 2	Confidencial	Alternativa 2
5	AGENTE 3	Confidencial	Alternativa 2
6	AGENTE 4	Confidencial	Alternativa 2
7	AGENTE 5	Confidencial	Alternativa 2
8	AGENTE 6	Confidencial	Alternativa 1
9	AGENTE 7	Confidencial	Alternativa 1
10	AGENTE 8	Confidencial	Alternativa 2
11	AGENTE 9	Confidencial	Alternativa 1
12	ARMIE (Asociación de Representantes en el mercado de electricidad)	Público	Alternativa 2
13	Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	Público	Alternativa 2
14	CELSA GROUP	Público	Alternativa 2
15	CEPSA Gas y Electricidad (DETISA)	Público	Alternativa 2
16	EDP	Público	Alternativa 2
17	Endesa	Público	Alternativa 2
18	Foener Energía	Público	Alternativa 2
19	Fortia	Público	Alternativa 1
20	Iberdrola	Público	Alternativa 2
21	Naturgy Energy Group - Generación	Público	Alternativa 2
22	Neuro Energía	Público	Alternativa 1
23	TERSA	Público	Alternativa 1
24	Watium	Público	Alternativa 1

Los tres operadores han remitido los resultados de la presente consulta a sendas entidades reguladoras MIBEL (CNMC y ERSE) para su consideración y decisión final. Posteriormente una vez los reguladores decidan la Alternativa a implementar, dicha respuesta se hará pública.

A continuación, se anexan tanto el documento objeto de la consulta (Anexo1), así como las respuestas recibidas de carácter público (Anexo 2).

Adicionalmente y una vez finalizado el plazo para remitir la alternativa preferida, se recibió el día 22/03/2019 a las 20:00 CET el comentario de una asociación. Dicha preferencia no se ha tenido en cuenta en el cómputo total al haber sido recibida fuera de plazo, sin embargo, se adjunta en el Anexo 2 al haber sido indicado el carácter público de sus comentarios.

# **ANEXO 1.**

**DOCUMENTO OBJETO DE LA CONSULTA**

## **CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE**

### Introducción

La Agencia de Reguladores Europeos (ACER) ha establecido en sus requerimientos que todos los países y sistemas europeos deben evolucionar de modo que la negociación en el mercado intradiario continuo europeo de los 24 periodos horarios del día siguiente (D+1) comience a las 15h00 CET del día D.

Por otro lado, la Agencia de Reguladores Europeos (ACER), ha publicado recientemente la DECISIÓN No 01/2019, donde define la metodología para fijación del precio de las capacidades en el ámbito intradiario. En dicha decisión se establece que deben implementarse tres subastas intradiarias paneuropeas, de acuerdo con los siguientes horarios: 15h00 CET y 22h00 CET del día D, y 10h00 CET del día D+1.

Actualmente en el MIBEL, la apertura de la contratación intradiaria continua para el día siguiente (D+1) se realiza a las 22h00 CET del día D, coincidiendo con la finalización de la segunda subasta regional intradiaria.

La modificación de la hora de apertura de esta subasta, desde las 22h00 CET actuales a las 15h00 CET, requiere que ambos operadores del sistema (REN y REE) y el operador del mercado (OMIE) adapten sus procesos para poder cumplir con este nuevo requerimiento, asegurando su adecuado cumplimiento y mantener a su vez el funcionamiento correcto de los diferentes procesos y sistemas, así como un buen servicio para los diferentes Agentes del Mercado.

A fin de cumplir con este requerimiento, y bajo la aprobación de las dos entidades reguladoras del MIBEL (CNMC y ERSE), los tres operadores proponen implementar una subasta regional intradiaria antes de la apertura de la negociación en el mercado intradiario continuo, en sustitución de una de las seis subastas actuales. La implementación de esta subasta a las 15h00 CET es un paso adelante hacia la futura puesta en funcionamiento de las subastas intradiarias europeas para la fijación del precio de la capacidad, con la que en un futuro dicha subasta quedaría integrada.

Con la incorporación de la subasta de apertura previa al mercado intradiario continuo a las 15h00 CET, el esquema actual de subastas intradiarias regionales MIBEL debe ser modificado, haciendo necesaria una reestructuración tanto de sus horarios como del horizonte de las mismas.

Atendiendo a lo descrito anteriormente, los tres operadores MIBEL presentan a consulta pública dos posibles alternativas para abordar el cambio de la hora de apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET.

El objetivo de la presente consulta es conocer la opinión de los Agentes de Mercado acerca de cuál sería la mejor opción según su punto de vista y necesidades.

## Futuras Subastas Pan-Europeas de fijación de Precio a la Capacidad

Los pasados 29 y 30 de enero, los tres operadores MIBEL recibieron sendas solicitudes de las entidades reguladoras, CNMC y ERSE respectivamente, para que den comienzo los trabajos necesarios para poder implementar el inicio de la negociación del mercado intradiario continuo a partir de las 15h00 CET, tan pronto como sea posible.

En dicha solicitud los reguladores indican *“La propuesta de los operadores deberá contemplar transitoriamente 6 subastas, así como un modelo definitivo que reduzca el número de subastas alineándolas en el momento de su implementación con las subastas paneuropeas previstas en la recién aprobada DECISION No 01/2019 de ACER”*.

La Decisión nº 01/2019 de ACER por su parte, indica que deben implementarse tres subastas paneuropeas:

- Una en el día D-1 a las 15h00 CET (D-1) con periodo de entrega todas las horas del día D.
- Una en el día D-1 a las 22h00 CET (D-1) con periodo de entrega todas las horas del día D.
- Una en el día D a las 10h00 CET (D) con periodo de entrega las últimas 12 horas del día D.

## Subasta de Apertura

Para asegurar un buen funcionamiento del mercado, se ha considerado imprescindible que, tal y como sucede en la actualidad, la negociación intradiaria continua de los periodos del día siguiente venga precedida de una subasta intradiaria MIBEL. Este requerimiento es coherente con la Decisión nº 01/2019 de ACER para el establecimiento de subastas que permitan poner precio a las capacidades en las interconexiones y a las solicitudes de los agentes del mercado cuando se realizó la consulta sobre el modelo de funcionamiento del mercado intradiario híbrido MIBEL.

La subasta de apertura tendrá como horizonte de negociación los 24 periodos horarios del día D+1, previamente negociados en el mercado diario, sin negociarse en ella periodos del día D actual, en línea con lo establecido en la mencionada Decisión.

El periodo de recepción de ofertas para esta subasta de apertura se realizará con posterioridad al Mercado Diario, abriendo el periodo de recepción a las 14h00 CET, con una duración de 60 minutos hasta el momento de cierre, a las 15h:00 CET.

En todo caso, el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF deberá ser recibido por el operador del Mercado con una antelación en situación normal no inferior a 15 minutos antes del cierre de la sesión (14h45 CET) de forma que los agentes puedan actualizar, en su caso, las ofertas presentadas a la subasta y éstas puedan ser validadas al cierre del periodo de recepción de ofertas. En situación de emergencia en la que el operador del mercado reciba el PDVP con posterioridad a las 14h45 CET el periodo de recepción de ofertas se prolongará para permitir a los agentes disponer de hasta 15 minutos para que verifiquen y actualicen sus ofertas en consecuencia.

A partir del cierre de la recepción de ofertas, el Operador de Mercado llevará cabo los procesos de casación y los Operadores del Sistema actualizarán el programa de intercambio en la frontera española-portuguesa de cara al mercado intradiario continuo, tomando para todos estos

procesos un máximo de 10 minutos en situación normal, del mismo modo que para el resto de las subastas regionales intradiarias MIBEL.

Una vez finalizados los procesos de la subasta, se procedería a la apertura de la contratación de energía en el mercado intradiario continuo para los 24 periodos del día D+1. A diferencia de la situación actual, empezarán a negociarse dichos periodos a partir de las 15h10 CET del día D en vez de las 22h00 CET del día D actuales, cumpliendo así con el requerimiento de armonización europea del “Gate Opening Time” (GOT) establecido por ACER.

Esta subasta de apertura se mantendrá de forma transitoria hasta el momento de la implantación de la primera subasta pan-europea para la fijación del precio de la capacidad, momento en el cual quedaría integrada en ella.

## Modificaciones en el proceso de programación del sistema eléctrico peninsular español

La apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET del día D para el horizonte de programación del día D+1, requiere la publicación previa del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para el día D+1.

De acuerdo con el modelo expuesto anteriormente, se prevé la realización de una subasta intradiaria en el MIBEL a las 15h00 CET para el día D+1, por lo que resulta necesario adelantar la hora límite para la publicación del PDVP, y realizar los ajustes indicados en la siguiente tabla, en la que se muestran comparadas la situación actual y la propuesta:

Proceso	Horas límite (referidas a CET)	
	Situación actual	Propuesta
Publicación del PDBC por el OM	≤ 13h00	≤ 13h00
Envío por los SM al OS: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nominaciones de programa por unidad de programación.</li> <li>- Nominaciones de contratos bilaterales después del MD.</li> <li>- Desagregaciones de UP en UF.</li> <li>- Potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación.</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>≤ 13:30 horas</b> (en todo caso, hasta <b>30 min</b> tras la publicación del PDBC)</p>	<p style="text-align: center;"><b>≤ 13:20 horas</b> (en todo caso, hasta <b>20 min</b> tras la publicación del PDBC)</p>
Publicación del PDBF por el OS	<p style="text-align: center;"><b>≤ 14:00 horas</b> (en todo caso, hasta <b>60 min</b> tras publicación del PDBC)</p>	<p style="text-align: center;"><b>≤ 13:30 horas</b> (en todo caso, hasta <b>30 min</b> tras publicación del PDBC)</p>
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF	Hasta <b>30 minutos</b> tras publicación del PDBF	Hasta <b>15 minutos</b> tras publicación del PDBF

Proceso	Horas límite (referidas a CET)	
	Situación actual	Propuesta
Publicación del PDVP por el OS	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta <u>120 min</u> tras publicación del PDBF)	≤ 14:45 horas (en todo caso, hasta <u>75 min</u> tras publicación del PDBF)
Requerimientos de reserva de regulación secundaria	≤ 16:00 horas	≤ 14:45 horas
Requerimientos de reserva de potencia adicional a subir	Tras publicación del PDVP	Se elimina el mercado de Reserva de Potencia Adicional a Subir
Presentación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir	≤ 16:20 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación de requerimientos, cuando sea posterior a las 15:50 horas)	
Asignación de reserva de potencia adicional a subir	≤ 17:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación del PDVP)	
Presentación de ofertas de regulación secundaria	≤ 17:30 horas (en todo caso, hasta <u>30 min</u> tras publicación del PDVP, o en su caso, hasta 30 min tras publicación de reserva)	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta <u>75 min</u> tras publicación del PDVP)
Asignación de reserva de regulación secundaria	≤ 17:45 horas	≤ 16:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras cierre de la presentación de ofertas)

### Elaboración y publicación del PDVP

El adelanto de la publicación del PDVP a las 14h45 CET representa una reducción importante en el plazo de tiempo disponible para la realización de los análisis de seguridad del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), de 75 minutos con respecto a los horarios actualmente establecidos, quedando un tiempo para la realización de dichos análisis de seguridad de únicamente 45 minutos.

Este plazo de tiempo de 45 minutos resulta insuficiente para la realización de los análisis de seguridad del PDBF, por lo que se considera necesario ajustar también los plazos de tiempo establecidos para los procesos previos:

- Reducción del plazo de tiempo para el envío de la información al OS después de la publicación del Programa Diario Base de Casación (PDBC) -nominaciones de programa por unidad de programación, nominaciones de contratos bilaterales después del mercado diario, desagregaciones de unidades de programación en unidades físicas, y potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación hidráulica-, de 30 minutos a 20 minutos.

- Adelanto de la hora límite de publicación del PDBF desde las 14h00 CET actuales a las 13h30 CET.

De esta forma, se dispondrá desde las 13h30 CET, hora límite de publicación del PDBF, hasta las 14h45 CET para la publicación del PDVP, es decir, de al menos 75 minutos para la realización de los análisis de seguridad del PDBF.

Además, como consecuencia de la reducción del plazo de tiempo disponible para la realización de los análisis de seguridad del PDBF, resulta necesario reducir el plazo de tiempo disponible para la presentación de ofertas al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF desde los 30 minutos actuales a 15 minutos.

### **Mercado de reserva de potencia adicional a subir**

El mercado de Reserva de Potencia Adicional a Subir (RPAS) no puede ser gestionado en paralelo con el mercado intradiario, al ser el mercado intradiario MIBEL un mercado físico, y ser necesario realizar el cálculo y la asignación de la reserva de potencia adicional a subir requerida en el sistema antes de la modificación de los programas en el mercado intradiario. En caso contrario, podrían cambiar las reservas de potencia disponibles y las requeridas en el sistema, como consecuencia de las transacciones realizadas en el mercado intradiario (sesión y continuo), haciendo que en el mercado de reserva de potencia adicional a subir se solicitase y asignase una reserva de potencia adicional a subir mayor o menor a la realmente requerida.

En esta situación, se considera necesario eliminar el mercado de RPAS de modo que cuando se identifique una situación de insuficiente reserva de potencia adicional a subir en el sistema, ésta se resuelva aplicando el procedimiento de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

### **Asignación de banda de regulación secundaria**

El mercado de reserva de regulación secundaria, al depender principalmente de la demanda prevista y de sus rampas de variación, puede ser gestionado en paralelo con el mercado intradiario.

No obstante, al objeto de que los procesos asociados a la programación del día D+1 sean lo más consecutivos posible, se propone adelantar, a la hora de publicación del PDVP, la hora límite para la publicación de los requerimientos de reserva de regulación secundaria. En consecuencia, se propone adelantar a las 16h00 CET la hora límite para la presentación de ofertas de regulación secundaria y a las 16h30 CET la hora límite para la asignación de reserva de regulación secundaria.

En el caso de producirse algún retraso en la publicación del PDVP, la presentación de ofertas de regulación secundaria estaría abierta hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP, y la asignación de reserva de regulación secundaria se realizaría hasta 30 minutos después del cierre de la presentación de estas ofertas.

## Modificaciones en el proceso de programación del sistema eléctrico peninsular portugués

La apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET del día D para el horizonte de programación del día D+1, requiere la publicación previa del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) para el día D+1.

De acuerdo con el modelo expuesto anteriormente, se prevé la realización de una subasta intradiaria en el MIBEL a las 15h00 CET para el día D+1, por lo que resulta necesario adelantar la hora límite para la publicación del PDVP, y realizar los ajustes indicados en la siguiente tabla, en la que se muestran comparadas la situación actual y la propuesta:

Proceso	Horas límite (referidas a CET)	
	Situación actual	Propuesta
Publicación del PDBF	≤ 13:15 horas	≤ 13:15 horas
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y desagregaciones de UP en UF.	Hasta <b>60 minutos</b> tras publicación del PDBF (en todo caso, hasta 30 min tras publicación si el PDBF fuera publicado después de las 13:30)	Hasta <b>30 minutos</b> tras publicación del PDBF
Publicación del PDVP	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta <u>120 min</u> tras publicación del PDBF si este fuera publicado después de las 14:00)	≤ 14:45 horas (en todo caso, hasta <u>75 min</u> tras publicación del PDBF si este fuera publicado después de las 13:30)

## Planteamiento de la Consulta Pública

Se presentan dos alternativas a consulta, que toman como base los siguientes criterios:

- Simplicidad del modelo resultante y de su puesta en funcionamiento, de manera que se minimicen los riesgos presentes y futuros para la aplicación del modelo.
- Simplificación en los accesos por parte de los Agentes de Mercado y minimización de los cambios necesarios a introducir en sus procesos.
- Mantenimiento transitorio del número actual de subastas intradiarias regionales MIBEL en 6 sesiones.
- El Mercado intradiario continuo abrirá la contratación de energía para el día D+1 a las 15h10 CET y previamente se realizará una subasta de apertura cuyo horizonte son los 24 periodos del día D+1, en línea con las subastas intradiarias paneuropeas.
- Avance hacia el modelo definitivo de integración con las futuras subastas europeas para la fijación de precio de la capacidad, intentando aproximar las horas de ejecución de las subastas ibéricas con los horarios futuros de las subastas europeas.

### Alternativa 1.

La primera alternativa planteada, como consecuencia de la implantación de una subasta de apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET, es la eliminación de la actual primera subasta intradiaria y la modificación del horario de la actual quinta subasta intradiaria (MI5).

Debido a la similitud en los horizontes de negociación (periodos 1-24 del día D+1), se propone la eliminación de la primera subasta regional intradiaria (MI1). De este modo, la actual sexta subasta intradiaria (MI6) con horizonte de programación para los periodos 16-24, pasaría a ser la última subasta intradiaria en la que se podrán negociar los periodos 22-24 del día D.

Con objeto de realizar el mayor acercamiento posible a las futuras subastas europeas de precio de la capacidad –mencionado en la solicitud de las entidades reguladoras a los tres operadores, y dado que una de ellas se plantea a las 10h00 CET, se retrasaría la apertura del MI5 desde las 08h00 CET actuales a las 09h00 CET, manteniendo su duración de 50 minutos para la inserción de ofertas, resultando tres de las subastas intradiarias regionales coincidentes con los horarios descritos para las subastas pan-europeas futuras, facilitando así su integración.

En consecuencia, el horizonte de la subasta MI5 pasa a tener un periodo menos, pasando el horizonte de programación de los periodos 12-24 actuales a los periodos del 13-24.

	SESIÓN APERTURA	SESIÓN-1ª	SESIÓN	SESIÓN	SESIÓN	SESIÓN	SESIÓN
APERTURA DE SESIÓN	14:00	<del>11:00</del>	21:00	1:00	4:00	9:00	12:00
CIERRE DE SESIÓN	15:00	<del>18:00</del>	21:50	1:50	4:50	9:50	12:50
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	24 horas D+1	<del>27 horas</del>	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(1-24 D+1)	<del>(22-24 D)</del> <del>(1-24 D+1)</del>	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)	(16-24)

**Figura 1:** Impacto en las actuales sesiones intradiarias como consecuencia de la Alternativa 1.

En resumen, tal y como puede apreciarse en la Figura 1, la Alternativa 1 consistiría en:

- Implantación de una nueva subasta de apertura para los 24 periodos del día D+1, con apertura a las 14h00 CET y cierre a las 15h00 CET.
- Apertura de los periodos del día D+1 en el mercado intradiario continuo a las 15h10 CET.
- Eliminación de la actual primera subasta intradiaria (MI1).
- Retraso de una hora de la actual quinta sesión (MI5), abriendo a las 09h00 CET y cerrando a las 09h50 CET, con un total de 12 periodos de negociación (periodos 13-24 del día D).
- El resto de horarios y sesiones quedarían sin cambios.

## Alternativa 2.

La segunda alternativa planteada como consecuencia de la implantación de la subasta de apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET, contempla la eliminación de la sexta subasta intradiaria (MI6) y la modificación del horario de la actual quinta subasta intradiaria (MI5).

Dado que la sexta sesión del mercado intradiario se realiza prácticamente de forma simultánea al Mercado Diario, se propone su eliminación.

Se propone desplazar el horario de la quinta sesión (MI5), de modo que se consiga mitigar la falta de la sexta sesión y se consiga un acercamiento a las futuras subastas europeas de precio de la capacidad, concretamente a la planteada a las 10h00 CET. Con ello, se retrasaría la apertura del MI5 desde las 08h00 CET actuales a las nuevas 09h00 CET, manteniendo su duración, quedando tres de las subastas intradiarias regionales coincidentes con los horarios descritos para las subastas pan-europeas futuras, facilitando así su integración.

El horizonte de la quinta sesión pasa como consecuencia a tener un periodo menos, pasando de los periodos 12-24 actuales a los nuevos 13-24.

Por último, y dado que se dispone ahora de una nueva oportunidad de negociar los periodos 1-24 del D+1 gracias a la subasta de apertura, la duración de la actual primera subasta intradiaria se vería reducida en una hora, pasando de los 110 minutos actuales a 50 minutos, armonizando de este modo la duración de todas las subastas regionales intradiarias.

El horizonte de la primera sesión pasa a tener un periodo más, pasando el horizonte de programación de los periodos 22-24 del día D actuales a los periodos 21-24 del día D (además de los periodos 1-24 del día D+1).

	SESIÓN APERTURA	SESIÓN	SESIÓN	SESIÓN	SESIÓN	SESIÓN	SESIÓN-6
APERTURA DE SESIÓN	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00	<del>12:00</del>
CIERRE DE SESIÓN	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50	<del>12:50</del>
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	24 horas D+1	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas	<del>9 horas</del>
(Periodos horarios)	(1-24 D+1)	(21-24 D Y 1-24 D+1)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)	<del>(16-24)</del>

**Figura 2:** Impacto en las actuales sesiones intradiarias como consecuencia de la Alternativa 2.

En resumen, tal y como puede apreciarse en la Figura 2, la Alternativa 2 consistiría en:

- Implantación de una nueva subasta de apertura para los 24 periodos del día D+1, con apertura a las 14h00 CET y cierre a las 15h00 CET.
- Apertura de los periodos del D+1 en el mercado intradiario continuo a las 15h10 CET.
- Eliminación de la actual sexta subasta intradiaria (MI6).
- Retraso de una hora de la actual quinta sesión, abriendo a las 09h00 CET y cerrando a las 09h50 CET, con un total de 12 periodos de negociación (13-24).

- Adelanto de la hora de cierre de la actual primera sesión, abriendo a las 17h00 CET y cerrando a las 17h50 CET, con un total de 28 periodos de negociación (21-24 D, 1-24 D+1).
- El resto de horarios y sesiones quedarían sin cambios.

## Cronograma de implementación

Tentativamente la fecha de implantación de este modelo transitorio es septiembre de 2019, siempre que se disponga de la conformidad de los Reguladores a la propuesta con suficiente antelación. Se tiene previsto realizar pruebas con los agentes del mercado por un periodo aproximado de una semana en el mes de septiembre, las cuales se convocarán con suficiente antelación para que los agentes puedan disponer de los recursos necesarios.

## Cuestión Objeto de la Consulta

Hasta la implantación de las subastas pan-europeas para la fijación del precio de la capacidad, ¿cuál de las dos alternativas propuestas prefiere para la modificación del actual esquema de subastas regionales intradiarias?

- **Alternativa 1:** Desaparición del actual MI1 e impacto sobre el horario y horizonte del actual MI5, de acuerdo con lo descrito en la sección correspondiente previa del presente documento.
- **Alternativa 2:** Desaparición del actual MI6 e impacto sobre el horario y horizonte de las actuales MI1 y MI5, de acuerdo con lo descrito en la sección correspondiente previa del presente documento.

Los agentes dispondrán hasta el próximo 21/03/2019, inclusive, para enviar su preferencia a la dirección [consultaIntraMIBEL@omie.es](mailto:consultaIntraMIBEL@omie.es), indicando además, si su elección es confidencial o pública. El resultado de la presente consulta se hará público una vez se conozcan los resultados a la mayor brevedad posible.

## **ANEXO 2.**

**OPINIONES Y COMENTARIOS DE CARÁCTER PÚBLICO EMITIDOS POR LOS AGENTES PARTICIPANTES A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE**

**Agente: ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía).**

Buenos días,

Adjunto envío los comentarios de ACIE (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía) a la *“Consulta pública sobre la propuesta de implantación en el MIBEL de la apertura del Mercado Intradía Continuo a las 15:00 horas CET para el día siguiente”*.

Por favor, consideren nuestra elección como pública.

Un cordial saludo,

**acie**

**ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES  
INDEPENDIENTES DE ENERGÍA**

# acie

ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

Ribera del Loira, 6 - 28042 Madrid

OMIE  
Operador Del Mercado Ibérico De Energía Polo Español S A  
C/ Alfonso XI, 6  
28014 Madrid

En Madrid, a 19 de marzo de 2019.

**Ref: Comentarios de ACIE a la consulta pública sobre la propuesta de implantación en MIBEL de la apertura del Mercado Intradía Continuo a las 15h CET para el día siguiente.**

Estimados Señores,

Desde ACIE, en nuestra condición de asociación de comercializadores de energía, les remitimos nuestras observaciones a la propuesta referida.

Sin otro particular y con la esperanza de que tengan a bien considerar nuestros comentarios, reciban un cordial saludo,



Fdo. D<sup>a</sup> M<sup>a</sup> Luisa Holdobro  
Presidenta de ACIE

ACIE fue fundada en 1999 y está formada por  
ALPIQ, ENERGÍA VM Gestión de Energía, ENERGÍA VM Generación, AXPO Iberia, ENGIE España, FACTOR Energía, NEXUS Energía, ACCIONA Energía, ENARA Energía, FENIE Energía, Agente Del Mercado Eléctrico, ALDRO Energía y Soluciones, CEPSA Gas y Electricidad, TOTAL Gas y Electricidad y XENERA.

[www.acie.org.es](http://www.acie.org.es)

[info@acie.org.es](mailto:info@acie.org.es)

# acie

ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

Ribera del Loira, 6 - 28042 Madrid

## COMENTARIOS DE ACIE A LA CONSULTA SOBRE LA PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN MIBEL DE LA APERTURA DEL MIC A LAS 15H PARA EL DÍA SIGUIENTE

En Madrid, a 18 de marzo de 2019.

Esta asociación desea exponer como primer comentario el hecho de que las consultas realizadas en nuestro país sobre el mercado intradiario, están continuando una praxis que no resulta conforme con el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Y ello en tanto, las consultas vienen formulándose no sobre las propuestas integrales de cambio, sino sobre determinados aspectos concretos incluidos en las mismas.

No es esa la intención del legislador comunitario, sino el que los agentes del sector puedan manifestar su opinión sobre propuestas íntegras y completas, no sobre pedazos de las mismas.

Procede recordar lo que dispone el artículo 12 del citado Reglamento al efecto:

### *Artículo 12. Consulta*

- 1. Los GRT y los operadores designados responsables de la presentación de propuestas relativas a las condiciones o metodologías o a sus modificaciones de conformidad con el presente Reglamento consultarán a las partes interesadas, incluidas las autoridades competentes de cada Estado miembro, en relación con los proyectos de propuesta de condiciones o metodologías, cuando así lo prevea explícitamente el presente Reglamento. La consulta se celebrará durante un período no inferior a un mes.*
- 2. Las propuestas de condiciones o metodologías presentadas por los GRT y los operadores designados en la Unión se publicarán y presentarán a consulta en la Unión. Las propuestas presentadas por los GRT y los operadores designados a nivel regional se presentarán a consulta como mínimo a nivel regional. Las partes que presenten propuestas con carácter bilateral o multilateral consultarán como mínimo a los Estados miembros interesados.*
- 3. Las entidades responsables de la propuesta de condiciones o metodologías deberán tener en debida cuenta los puntos de vista de las partes interesadas reflejados en las consultas realizadas de conformidad con el apartado 1, antes de su presentación para su aprobación reglamentaria, si así se exigiera de conformidad con el artículo 9, o antes de su publicación en el resto de casos. En todos los casos, en la presentación deberá incluirse una justificación clara y firme de la inclusión o la no inclusión de los puntos de vista resultantes de la consulta, que se publicará de forma puntual antes, o al mismo tiempo, de la publicación de la propuesta de condiciones o metodologías.*

Toda vez expuesto ese primer comentario de orden procedimental, pasamos a remitir los siguientes comentarios particulares:

1. Respecto de la alternativa escogida. ACIE prefiere la alternativa 2 planteada por los operadores del sistema y del mercado. Dicha alternativa perfila una distribución de las subastas intradiarias distribuida mucho más homogéneamente que la alternativa 1.

# acie

ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

Ribera del Loira, 6 - 28042 Madrid

Pero, de forma mucho más concluyente, el hecho de que la alternativa 2 conserve la actual primera sesión de intradiario ofrece a los agentes una oportunidad relativamente inmediata para resolver cualquier eventualidad que pudiera acontecer en la nueva subasta de lanzamiento del intradiario continuo a las 15 horas. Ante los exiguos plazos planteados para la elaboración de las ofertas para dicha subasta, ello daría una mayor seguridad a los agentes que, para ACIE, es particularmente apreciada en este periodo de adaptación al nuevo contexto.

2. Respecto de los tiempos. Actualmente existe un plazo de quince minutos para la asignación de reserva de regulación secundaria tras el cierre del proceso de ofertas para dicho mercado. No nos parece admisible que, en el nuevo contexto, en el que todos los tiempos están mucho más constreñidos, se plantee duplicar este plazo, cuando no se da además ninguna justificación para ello.
3. Respecto del impacto sobre RPAS.
  - 3.1 La necesidad de disponer de capacidad firme de respaldo en el sistema eléctrico, no desaparece con el adelanto de la hora de apertura de subasta, puesto que los grupos cuyo mínimo técnico no haya resultado casado en el mercado diario o restricciones técnicas, solamente utilizarán el MIC para recomprar la energía, y en ningún caso se verán despachados por el MIC. Es por ello que la desaparición del servicio de ajuste conocido como RPAS nos parece inconveniente.

En su momento (año 2012), se justificó la creación del mercado de RPS por la necesidad de disponer de reserva de generación adicional para garantizar la cobertura de la demanda y seguridad de suministro ante un escenario de crecimiento de energías renovables. Actualmente, estas circunstancias no han cambiado, sino que se espera una mayor penetración de renovables en los próximos años. Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se prevé una introducción de 3GWh/año de renovables entre 2020-2030.

- 3.2 Respecto de la Sustitución de RPAS por RRTT en tiempo real. Dado que la necesidad de disponer de reserva de potencia se va a seguir manteniendo e incluso aumentando según la penetración de renovables, la eliminación del servicio de RPAS implicaría la activación de esa potencia de respaldo a través del mecanismo de RRTT en tiempo real, lo que tendría dos efectos:
  - o Incremento de costes para el sistema: Además de que el coste de la energía se ve incrementado cuanto más cerca se programe del tiempo real, el servicio de RRTT se presta a nivel local, por lo que las ofertas de los generadores para este servicio son mucho menos competitivas que para RPS, al no existir en este último servicio requerimientos a nivel zonal.

ACIE fue fundada en 1999 y está formada por ALPIQ, ENERGÍA VM Gestión de Energía, ENERGÍA VM Generación, AXPO Iberia, ENGIE España, FACTOR Energía, NEXUS Energía, ACCIONA Energía, ENARA Energía, FENIE Energía, Agente Del Mercado Eléctrico, ALDRO Energía y Soluciones, CEPSA Gas y Electricidad, TOTAL Gas y Electricidad y XENERA.

# acie

ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

Ribera del Loira, 6 - 28042 Madrid

Adicionalmente, obsérvese el hecho de no conocer con la suficiente antelación el programa de funcionamiento incentiva la contratación de peajes de gas a corto, mucho más caros, trasladando este incremento de costes al sector eléctrico a través del precio en las ofertas de RRTT de tiempo real.

La siguiente tabla recoge la comparativa del coste de los diferentes SSAA para el 2018, siendo el precio medio ponderado de RPS, 11,06 €/MWh, muy inferior al precio medio de la energía a subir activada en RRTT tiempo real, 116, 80 €/MWh.

	MO	MI	RES. POT. AD. SUBV.	BANCA	RR.TT. PONT	RR.TT. TR	RES. SEC.	REG. TÍPIC.	GEST. DESV.
2018 Diciembre	62,50	62,66	2,63	7,74	82,79	128,92	62,12	67,29	66,22
2018 Noviembre	62,85	62,99	4,74	9,80	86,71	104,36	62,20	69,27	69,08
2018 Octubre	65,74	66,25	9,89	13,95	91,95	114,97	64,28	73,51	72,90
2018 Septiembre	70,74	72,83	10,21	11,62	106,21	143,30	72,57	76,67	72,49
2018 Agosto	68,07	68,09	10,54	11,13	100,14	122,37	65,94	71,56	71,80
2018 Julio	62,35	62,04	7,54	11,13	86,67	125,27	64,62	70,22	68,41
2018 Junio	58,84	58,46	6,70	12,64	86,51	130,28	58,06	64,81	64,54
2018 Mayo	55,05	54,54	13,00	11,77	93,08	129,08	57,70	62,54	61,21
2018 Abril	42,90	44,02	17,74	14,86	81,34	97,92	48,56	54,45	51,37
2018 Marzo	40,68	42,40	23,81	20,44	94,30	115,22	47,70	58,06	53,52
2018 Febrero	55,74	56,15	20,77	13,47	78,93	121,68	57,05	65,94	64,73
2018 Enero	51,53	52,09	9,11	15,88	74,54	88,27	51,71	62,44	60,12
2017 Diciembre	60,46	61,00	8,80	15,61	84,57	121,20	61,84	68,78	75,21

\*€/MWh en el caso de la Reserva de Potencia Adicional a Subir de la Banda de Regulación Secundaria

- Se favorece la posición de ventaja de los operadores dominantes. La eliminación de RPS favorecería la posición de dominio de los operadores dominantes, al verse incrementado el despacho de sus CCGTs, ubicados en todas las regiones geográficas, por RRTT en tiempo real, servicio de carácter exclusivamente zonal.

3.4 Respecto de un punto de vista técnico. Procede mencionar que, desde un punto de vista de garantía de suministro, resultan más fiables los arranques programados el día anterior que en tiempo real, 5 horas de antelación, por lo que el riesgo operacional sería mayor en el caso de programar la energía por RRTT en tiempo real en lugar de RPAS.

En definitiva, ACIE no comparte la desaparición del servicio RPAS, y lejos de su eliminación solicita, que dicho servicio sea abierto a todas las tecnologías y elimine las discriminaciones que a día de hoy se mantienen en el mismo al excluir a la cogeneración, y a todo tipo de renovables. Como parte demandante del mercado, en nuestra condición de comercializadores, y en línea con la máxima integración de las renovables en el mercado, consideramos de vital importancia la eliminación de todo nicho de mercado que mantenga discriminación entre tecnologías y reduzca la competencia entre sus oferentes.

\*\*\*

## **Agente: AEGE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía).**

Buenas tardes,

En respuesta a la consulta pública planteada para la modificación del actual esquema de subastas regionales intradiarias, AEGE (Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía) agradece a OMIE, REE y REN la posibilidad de participar en la citada consulta.

### **Hasta la implantación de las subastas pan-europeas para la fijación del precio de la capacidad, ¿cuál de las dos alternativas propuestas prefiere para la modificación del actual esquema de subastas regionales intradiarias?:**

De las dos alternativas planteadas en la consulta, AEGE prefiere la Alternativa 2 por los siguientes motivos:

En nuestra condición de consumidores electrointensivos e industria básica, contamos semanalmente con un programa de producción horario que se traduce en un programa de compras horarias que trasladamos al mercado en la subasta diaria de OMIE.

No obstante, teniendo en cuenta la agresividad de distinta naturaleza (*eg.* eléctrica, mecánica) de nuestros procesos, frecuentemente sufrimos alteraciones inesperadas de nuestro programa. Estas alteraciones ocurren en cualquier momento del día ya que nuestro proceso es continuo para amortizar nuestros costes fijos en el mayor volumen de unidades producidas.

Teniendo en cuenta estos condicionantes, opinamos que la eliminación de la Sesión MI1 del mercado intradiario supondría la imposibilidad de poder modificar nuestros programas de forma masiva para el día D+1 de modo que deberíamos dedicar mucho tiempo y recursos a realizar modificaciones en el mercado intradiario continuo y a hacerlo fuera del horario laboral. De este modo descartamos la Alternativa 1.

Adicionalmente, la Alternativa 2 nos permite no sólo poder modificar nuestro programa por la tarde de forma masiva en el MI1 y durante un horario laboral sino también poder incluso alterar las 3 últimas horas del mismo día D (H22-H24).

La respuesta de AEGE puede hacerse pública.  
En espera de sus indicaciones, reciban un cordial saludo

AEGE

**Agente: ARMIE.**

Buenas tardes,

Adjuntamos los comentarios de ARMIE a la consulta pública para la apertura del mercado intradiario continuo a las 15h00 CET para el día siguiente, de acuerdo con la Decisión nº 04/2018 de ACER.

Indicar que accedemos a que nuestros comentarios sean públicos.

Atentamente,

Presidencia ARMIE

---

**COMENTARIOS ARMIE A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPEUSTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE.**

---

Dña. Belén de la Fuente, en nombre y representación de la Asociación de Representantes en el Mercado Ibérico de Electricidad (en adelante ARMIE), en su condición de Presidente de la Asociación,

**Expone**

Que ARMIE, Asociación de Representantes en el Mercado Ibérico de Electricidad, fundada en abril del 2009, tiene como objeto social la "defensa, promoción y coordinación del desarrollo de la actividad de gestión de energía por cuenta de terceros en los mercados mayoristas de energía".

La Asociación tiene como miembros a 12 compañías que prestan servicios de representación y venta en el mercado ibérico de electricidad a productores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos en el mercado de electricidad, y es miembro activo del Comité de Agentes del Mercado (CAM) y del Comité Técnico de Seguimiento de Operación del Sistema Eléctrico Ibérico.

El total de la energía gestionada por los miembros de ARMIE representa el 25% del total de la producción del sistema eléctrico peninsular y un 65% de la generación de las instalaciones renovables.

**Aportaciones a la consulta pública**

**1. Consideraciones Generales**

Desde ARMIE vemos positiva la iniciativa de OMIE, REN, REE, CNMC y ERSE de adecuarse en el corto plazo a la normativa europea adelantando la apertura de la negociación del continuo de las 22h del D-1 actuales a las 15:10h del D-1. Si bien, nos gustaría realizar las siguientes apreciaciones:

- Se nos presentan a los agentes directamente dos alternativas sin que estas hayan sido discutidas con antelación en el **Comité de Agentes del Mercado**. Entendemos que es en este Comité de donde se deberían **discutir las alternativas antes** de que salieran a

# armie

asociación de representantes  
en el mercado de electricidad

**consulta pública.** Bien es cierto que se comentó en el CAM 157 que OMIE había mantenido contacto con CNMC a este respecto, pero en ningún caso se comentaron los detalles de las alternativas propuestas.

- El cambio propuesto en cuanto a los horarios de las sesiones de intradiario así como en los horizontes de programación se perfila como un cambio menor si lo comparamos con cómo afecta a la operación del Operador del Sistema (OS) y de los propios Agentes desde el punto en el que se plantea la **eliminación de la Reserva de Potencia Adicional a Subir (RPAS)** por falta de tiempo, y se pretende **subsana la insuficiencia de reserva con restricciones técnicas en tiempo real**. No nos parece suficiente que se argumente que la reducción de tiempos dificulta la gestión del mecanismo de RPAS

Entendemos desde ARMIE que este mecanismo es **menos transparente, menos competitivo y aumentará los costes de los desvíos significativamente** debido a que, para equilibrar los programas de los generadores programados por Restricciones Técnicas en Tiempo Real, se utilizará terciaria a bajar que se imputará al coste de los desvíos.

Consideramos además que el argumento de eliminación del mercado de la RPAS es el mismo que valdría para eliminar el mercado de banda de regulación secundaria, ambos no dejan de ser una reserva, y más sabiendo que en el proyecto Picasso no es obligatorio el disponer de una banda de regulación secundaria.

Otro factor a tener en cuenta es que, según los datos de REE, el requerimiento de **RPAS en 2018** ha sido del orden de **3,5 veces mayor** respecto al **2017**, pasando de 1.559 GW asignados en 2017 frente a los 5.333 GW de 2018, con un precio medio ponderado de 11,06 €/MW; que supera con creces la energía de terciaria a subir (1.914 GWh con un precio medio ponderado de 64,38 €/MWh) y bajar (1.117 GWh con un precio medio ponderado de 34,63 €/MWh) juntas del 2018.

A la vista de estos números, se puede predecir fácilmente una fuerte subida del coste de los desvíos.

Así mismo, la falta de transparencia y competencia en un mecanismo específico de reserva acabará encareciendo de manera significativa la reserva de regulación terciaria y desvíos que paga el consumidor en su gran parte.

Entendemos que cambios de este calado, deben estar justificados no sólo por falta de tiempo, sino **respaldados por un estudio de coste /beneficio**.

- Creemos que todos los actores de MIBEL deberían seguir insistiendo en la importancia en que RTE revise sus procesos y permita adelantar de las 22:00 a las 15:00 horas el poner a disposición de XBID la capacidad de intercambio FR-ES, de modo que la integración y acoplamiento del Mercado Ibérico con el resto de Europa sea efectiva.

Por todo ello, vemos que, más allá de la elección de la alternativa, es mucho más importante el formato encapsulado de la consulta y la eliminación unilateral de la Reserva de Potencia

# armie

asociación de representantes  
en el mercado de electricidad

Adicional a Subir, por lo que entendemos que el verdadero debate debería ir más en la línea siguiente:

- **Buscar una alternativa que mantenga la Reserva de Potencia Adicional a Subir**
- **Buscar una alternativa que no recurra a las Restricciones en Tiempo Real para subsanar la insuficiencia de la Reserva de Potencia Adicional a Subir**
- **Replantear el reparto del coste de los desvíos actual**

## 2. Elección de Alternativas

Partiendo de la base que, tal y como se ha comentado en el punto anterior, entendemos que la mejor alternativa sería aquella que de alguna manera mantenga la Reserva de Potencia Adicional a Subir, en cuanto a las dos alternativas propuestas entendemos como **más óptima la Alternativa 2** por los siguientes motivos:

- Sabiendo que la liquidez del Mercado Intradía Continuo es notablemente mayor cuando hay capacidad con Francia, y esto no se va a producir hasta las 22:00h, el disponer de más sesiones en las horas del día D beneficiará los ajustes de programa de los Agentes.
- Actualmente, la sesión 1 es la subasta intradiaria con más volumen y la más utilizada por los agentes.

## 3. Cronograma e implementación

Se propone septiembre de este año 2019 para la implementación de este modelo transitorio. Desde ARMIE, no vemos la necesidad de realizar la implantación con tanta premura por los siguientes motivos:

- La implementación del proyecto europeo TERRE, está prevista para diciembre de este 2019 y antes habrá que realizar un periodo de pruebas. No vemos necesario el solapar implementaciones.
- La fecha propuesta para esta adaptación dada por Europa era el 1 de enero de 2019; todo se ha retrasado por la imposibilidad de Francia de dar la capacidad antes de las 22:00h, ante lo cual, los reguladores (CNMC y ERSE) han decidido seguir hacia delante sin contar con Francia; la realidad es que Francia no tiene fecha límite para adelantar su capacidad, por lo que no se sabe si este periodo transitorio va a ser de 1 año o de 4; todo cambio siempre requiere una inversión en sistemas, y vista la incertidumbre existente, entendemos que antes de realizar cualquier cambio, debería tenerse, al menos, una idea de las fechas de la transitoriedad de la medida.

# armie

asociación de representantes  
en el mercado de electricidad

Así, entendemos que se debería elegir, primero una fecha que no se solapara con ninguna otra implementación y que diera tiempo a tener más visión de la transitoriedad de la medida de cara a evaluar los esfuerzos de la adaptación de sistemas, por lo que creemos que antes de decantarse por una fecha, se debe tener más visión de los cambios futuros.



Dña. Belén de la Fuente  
Presidente  
ARMIE

**Agente: Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.**

Buenos días,

Con relación al tema del asunto, desde Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. y una vez estudiado el asunto quisiéramos manifestar nuestra preferencia de implementación por la ALTERNATIVA 2. La razón fundamental por la que la elegimos es que nos parece una alternativa de transición mas tranquila que la alternativa 1.

Esta elección puede ser pública.

Rogando que nos deis acuse de recibo a este correo

Un saludo

---

**BAHIA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.**

**Agente: CELSA GROUP**

Estimados señores,

Les remitimos nuestros comentarios a la consulta de referencia, pudiéndose ésta considerar pública.

Un saludo,

---

Celsa Group™





CELSA GROUP™  
 Ferralla, 12 Pol. Industrial San Vicente  
 08755 Castellbisbal, Barcelona  
 (España)

www.celsagroup.com  
 info@celsagroup.com  
 Telf. +34 937 730 400  
 Fax: +34 937 720 276

**OMI Polo Español S.A. (OMIE)**  
 Alfonso XI, 6  
 28014 Madrid

Castellbisbal, a 8 de Marzo de 2019

**Asunto: CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MDO. INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00H CET PARA EL DÍA SIGUIENTE.**

Estimados Señores,

Por la presente, les hago llegar los comentarios de **GRUPO CELSA™** a la 'Consulta Pública' de referencia.

**COMENTARIOS**

**Hasta la implantación de las subastas pan-europeas para la fijación del precio de la capacidad, ¿cuál de las dos alternativas propuestas prefiere para la modificación del actual esquema de subastas regionales intradiarias?:**

En nuestra condición de consumidores electrointensivos e industria básica, contamos semanalmente con un programa de producción horario que se traduce en un programa de compras horarias que trasladamos al mercado en la subasta diaria de OMIE.

No obstante, teniendo en cuenta la agresividad de distinta naturaleza (eg. eléctrica, mecánica) de nuestros procesos, frecuentemente sufrimos alteraciones inesperadas de nuestro programa. Estas alteraciones ocurren en cualquier momento del día ya que nuestro proceso es continuo para amortizar nuestros costes fijos en el mayor volumen de unidades producidas.

Teniendo en cuenta estos condicionantes, opinamos que la eliminación de la Sesión MI1 del mercado intradiario supondría la imposibilidad de poder modificar nuestros programas de forma masiva para el día D+1 de modo que deberíamos dedicar mucho tiempo y recursos a realizar modificaciones en el mercado intradiario continuo y a hacerlo fuera del horario laboral. De este modo descartamos la Alternativa 1.

Adicionalmente, la Alternativa 2 nos permite no sólo poder modificar nuestro programa por la tarde de forma masiva en el MI1 y durante un horario laboral sino también poder incluso alterar las 3 últimas horas del mismo día D (H22-H24).

Por los motivos anteriormente expuestos, preferimos la ALTERNATIVA 2.

\*\*\*\*\*

Agradeciendo de antemano su atención a este escrito, quedamos a su disponibilidad por si requieren aclaración sobre el mismo,

  
 \_\_\_\_\_  
 Fdo. Juan GARCÍA-MARRUINA PRIETO  
 Director de Energía  
 GRUPO CELSA™

**Agente: CEPSA Gas y Electricidad (DETISA).**

Buenos días,

En relación a la consulta sobre la implantación de las subastas pan-europeas para la fijación del precio de la capacidad, desde Cepsa Gas y Electricidad consideramos preferible la **Alternativa 2**.

***Alternativa 2:** Desaparición del actual MI6 e impacto sobre el horario y horizonte de las actuales MI1 y MI5, de acuerdo con lo descrito en la sección correspondiente previa del presente documento.*

Consideramos que nuestra preferencia puede ser pública.

Muchas gracias y un saludo,

**Despacho Eléctrico y Centro de Control**  
Mercados y Operación

CEPSA GAS Y ELECTRICIDAD

**Agente: EDP.**

En anexo podéis consultar la respuesta de EDP Portugal y EDP España sobre la propuesta de implantación en el MIBEL de la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 CET para el día siguiente, de acuerdo con lo solicitado,

Tal y como está definido en el documento, nuestra respuesta puede ser considerada pública.

Alguna cuestión adicional estamos a vuestra disposición.

Un saludo,

---



EDP - ENERGIAS DE PORTUGAL SA  
Despacho e Programação

1249-300 LISBOA, Portugal  
Tel: +

---

PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE – Propuesta da OMIE/REE/REN

Resposta da EDP Energias de Portugal S.A.

Março, 2019

**Implementação das alterações relativas à abertura do Mercado Intradiário Contínuo para as 15:00 CET**

**Nota Prévia**

A EDP – Energias de Portugal S.A. agradece a oportunidade proporcionada pelo OMIE, REE e REN para se pronunciar sobre as propostas materializadas no documento “CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE”, e considera que a nossa resposta pode ser considerada pública.

A EDP revê-se neste processo de implementação do Mercado Intradiário Contínuo, e tem participado ativamente no processo de construção do MIBEL, considerando os novos desenvolvimentos no contexto da integração dos mercados europeus de eletricidade, tal como identificado pela Comissão Europeia e pelo ACER.

Apesar disso, mesmo reconhecendo os esforços desenvolvidos até ao momento no sentido de melhorar o funcionamento dos mercados intradiários no MIBEL, existem ainda alguns aspetos a melhorar para harmonizar processos e garantir equilíbrio com os restantes participantes Europeus nestes mercados.

**Comentários Gerais à proposta apresentada:**

**Liquidez do mercado contínuo na Península Ibérica**

Tal como já foi anteriormente comentado por nós, a manutenção dos 6 leilões intradiários com atribuição de capacidade implícita, tem contribuído significativamente para reduzir a liquidez no mercado contínuo.

Registamos com agrado a comunicação da informação sobre esta proposta de alterações, no sentido de garantir uma maior integração com os futuros mercados intradiários pan-europeus, o que no nosso entender deverá acontecer o mais rapidamente possível, sendo inclusivamente desejável que se estabeleça uma data objetivo para a implementação deste modelo definitivo, o que até ao momento aparentemente não existe.

PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE – Propuesta da OMIE/REE/REN

Resposta da EDP Energias de Portugal S.A.

Março, 2019

De qualquer forma, insistimos nos nossos comentários anteriores sobre a possibilidade de eliminação das atuais interrupções no mercado intradiário contínuo para que as capacidades de interligação entre Portugal e Espanha sejam apenas colocadas nos mercados intradiários por leilão, mantendo-se o mercado contínuo em operação na Europa.

#### **GOT às 15:00 CET**

Tal como referido no ponto anterior, registamos com agrado a harmonização com os restantes mercados Europeus neste sentido, mas não podemos deixar de estranhar o motivo pelo qual a capacidade de interligação com o TSO Francês vai ser colocada a zero até às 22:00, limitando fortemente a liquidez do mercado intradiário contínuo até esse momento.

O cálculo das capacidades de interligação disponíveis entre países pode ser realizado em diversos momentos, devendo ser ajustado logo após a determinação dos novos valores, pelo que o sistema deverá então dispor da melhor informação existente em cada momento logo na abertura do mercado, sendo obviamente possível alterar as capacidades disponíveis, sempre que os TSO recalcularem estes valores.

Na pior das hipóteses, logo na abertura do mercado intradiário contínuo deveriam ser colocadas à disposição dos agentes as capacidades de interligação disponíveis provenientes da sessão de mercado anterior, não nos parecendo razoável que as capacidades remanescentes não sejam disponibilizadas no mercado intradiário contínuo entre as 15h e as 22h.

#### **Gestão por portfólio no mercado intradiário contínuo**

Os méritos da gestão por portfólio dependem essencialmente da liberdade dos participantes do mercado escolherem as unidades físicas que desejarem em função da otimização de tempo-real dos respetivos portfólios.

A configuração atual das ofertas por portfólio escolhida para o MIBEL obriga os agentes de mercado a negociar todas as variações de programa, em vez de simplesmente alterarem as nomações aos TSO, negociando apenas as quantidades incrementais.

Desta forma, acreditamos que o valor da gestão de portfólio fica substancialmente reduzido, e consideramos muito importante que os reguladores Ibéricos e os TSO's possam rever a sua abordagem em relação à gestão por portfólio para eliminar esta dificuldade.

A harmonização do conceito de Portfólio com o resto da Europa, tendo em conta as precauções e justificações que os reguladores possam requerer à posteriori, e/ou a adaptação dos "internal commercial trades" enunciados no EB GL, deve ser resolvida o mais rapidamente possível para

PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE – Propuesta da OMIE/REE/REN

Resposta da EDP Energias de Portugal S.A.

Março, 2019

a implementação desta proposta, nomeadamente para minimizar situações de desequilíbrio no mercado europeu.

Acresce dizer que a solução encontrada para a gestão de um portfólio de vendas e outro de compras no mercado contínuo não é operacional nem fiável. Os tempos disponíveis para os “*internal commercial trades*” são demasiado apertados, sendo necessário reconsiderar a situação atual antes de se abordar a eliminação dos intradiários no período da tarde.

#### **Eliminação do Mercado de Reserva de Capacidade a subir (RPAS)**

Tendo em conta a decisão anunciada de eliminação do mercado de reserva de potência a subir (RPAS), consideramos pertinente que o OMIE/REE/REN publique na versão final do documento de regras, as principais conclusões da análise de custo benefício para o sistema, que tenha estado na base da decisão de eliminação deste mercado.

#### **Comentários Específicos Alternativa 1 Vs Alternativa 2**

Relativamente às alternativas propostas a consulta, de acordo com a informação que nos foi prestada pelos TSO's, não nos parece existir uma clara vantagem em nenhuma das opções, uma vez que se mantém o número atual de intradiários, apenas alterando ligeiramente os horários das operações.

Na alternativa 1 elimina-se a 1ª sessão de intradiário, o que conduz a uma diminuição das horas em que se negocia no dia d. Em teoria poderemos pensar que esta questão será problemática porque elimina uma possibilidade de negociação no dia d, mas na realidade vai acabar por contribuir para aumentar a liquidez do mercado intradiário contínuo, o que em termos globais pode até ser positivo para este mercado.

Na alternativa 2, eliminando a 6ª sessão de intradiário, ajusta-se o horário da 1ª (atrasa uma hora passando a abrir às 17:00) e inclusivamente inclui-se mais uma hora de negociação do dia d. Nesta alternativa teremos apenas 2 horas de intervalo entre o fecho do novo intradiário “europeu” e a abertura da 1ª sessão, o que certamente vai repartir liquidez e retirar volumes de energia do mercado contínuo. Apesar disso, neste modelo mantém-se também mais uma oportunidade de negociação para as 24 horas do dia seguinte, o que pode ser positivo para ofertas complexas de grupos térmicos.

PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE – Propuesta da OMIE/REE/REN

Resposta da EDP Energias de Portugal S.A.

---

Março, 2019

**A posição do Grupo EDP é então de apoiar a alternativa 2**, particularmente pelo facto da publicação do PDVP estar prevista neste momento para as 14:45, o que não permite dispor de tempo suficiente para os agentes de mercado ajustarem todas as ofertas na nova sessão de mercado, prevista para encerrar às 15:00.

Reforçamos ainda que na nossa opinião se deverá prosseguir o caminho de harmonização de regras e procedimentos com a Europa, pelo que consideramos desejável ter uma data prevista para a implementação da solução final, sendo que nesta fase transitória é dispor de um modelo que privilegie a liquidez do mercado contínuo.

Assim que o mercado contínuo intradiário possa dispor da liquidez e maturidade necessária, bem como seja possível operar de acordo com a definição correta do conceito de portfolio ou, pelo menos, através de nomeações aos TSO, poderemos então dispor do necessário alinhamento com o modelo Pan-Europeu previsto.

**Agente: Endesa.**

Buenos días,

Adjunto enviamos los comentarios de Endesa a la consulta pública sobre la propuesta de implantación en el MIBEL de la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 horas CET para el día siguiente.

Los comentarios No son confidenciales.

Un saludo.





## COMENTARIOS DE ENDESA A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE

21/03/2019

Con fecha 21 de febrero de 2019 REE, REN y OMIE enviaron para comentarios la consulta sobre la propuesta de implantación en el MIBEL de la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 horas CET para el día siguiente. Por medio de la presente trasladamos los comentarios de Endesa a dicha consulta.

En primer lugar, queremos manifestar que, si bien el objeto de la consulta es respecto a la preferencia de las alternativas, debido a su impacto, consideramos necesario realizar comentarios sobre otros aspectos del documento de consulta.

### Capacidad puesta a disposición en el horizonte intradiario con la frontera ES-FR

La propuesta no incluye referencias a la frontera ES-FR. En este sentido, en numerosas ocasiones, ha sido comunicada la intención por parte de RTE de que en dicha frontera no se libere capacidad hasta las 22:00. Creemos que esto es contrario al espíritu de la Decisión nº 4 de 2018 ACER, que establece la hora de apertura del mercado intradiario a las 15:00.

Si el mercado intradiario abre a las 15:00 sin capacidad, es equivalente a que en la Decisión de ACER la hora de apertura del mercado se hubiese fijado a las 22:00, y se perderán las bondades que conlleva la creación de un verdadero mercado intradiario europeo, con especial incidencia en la liquidez. Este aspecto fue claramente reflejado en el último informe de ACER sobre la supervisión del mercado interior de Electricidad y gas, tal y como se puede ver en la siguiente imagen.

### The distribution of ID liquidity supports the case for a harmonised IDCZGOT as early as possible in order to limit the isolation of national markets at times of high liquidity.

Distribution of total ID volumes per trading hour, per trading system and NEMO in Europe – 2017 (% volumes per hour when trade occurred on trading day D-1 and ID)



A relatively late opening of cross-zonal ID trade, would leave more than 1/3 of ID liquidity unshared across borders. In some markets (e.g. Italy or Spain), this share would be well above 50% of ID trades.



Adicionalmente, ¿cuándo se implemente la subasta pan-europea de las 15:00, la capacidad en la frontera FR-ES también será cero?. Esto no tendría sentido, ya que en la práctica se traduciría en la implementación de subastas locales/regionales y por tanto no pan-europeas. En el caso de las subastas regionales, recordar que el plazo para proponerlas expiró a los 18 meses de entrada en vigor de la Directriz del CACM.

Por todo lo anterior, es necesario, que en todas las fronteras se libere capacidad a las 15:00, aunque sea el remante tras el diario.

#### **Tiempos de los procesos**

En la consulta se indica que el PDVP pasará a ser publicado a las 14:45, esto implicaría que los agentes tendríamos únicamente de 15 minutos para procesar los resultados del mercado de restricciones técnicas y elaborar las ofertas para la primera subasta intradiaria. Consideramos que este tiempo es muy reducido, e implicará que numerosos agentes no dispongan de tiempo suficiente para enviar ofertas y, por tanto, la liquidez de la subasta de las 15:00 se vea mermada.

Por lo tanto, instamos a REE y REN a que reduzcan los tiempos de ejecución de sus procesos, de modo que, los agentes dispongan de al menos 30 minutos tras la publicación del PDVP, es decir, que la publicación del PDVP se adelante a las 14:30.

#### **Mercado de reserva de potencia adicional a subir**

Consideramos que es perfectamente factible que el mercado de potencia adicional a subir pueda ejecutarse una vez realizada la primera subasta. Se pueden calcular las necesidades a partir del último programa disponible, y dando tiempo suficiente a los agentes para presentar sus ofertas. Por ejemplo, en la franja 15:30-16:00. Este mercado, hoy por hoy es garante de transparencia. Adicionalmente, consideramos que la alternativa propuesta de resolver las necesidades a través del proceso de restricciones técnicas en tiempo real, podría conllevar un mayor coste para los consumidores, además de reducir la disponibilidad de recursos para los mercados intradiarios y de gestión de desvíos así como generar de forma innecesaria la aparición de necesidades de regulación terciaria a bajar para el ajuste de programas.

#### **Número de subastas, otras mejoras y alternativas propuesta**

Nuevamente nos vemos inmersos en una fase transitoria en el MIBEL, hacia un modelo definitivo que únicamente contará con las 3 subastas pan-europeas.

Por tanto, Endesa es partidaria de no tener este periodo transitorio, e ir directamente al modelo definitivo. Adicionalmente, consideramos necesario: 1) agilizar los trámites de certificación de los sistemas de los agentes para que la operación en el continuo sea más ágil y eficiente, y, 2) esencial, que se libere capacidad en la frontera ES-FR a partir de las 15:00.

No obstante, llevados a tener que posicionarnos sobre alguna de las alternativas, estaríamos ligeramente más a favor de implementar la alternativa 2.

**Agente: Foener Energía**

Buenos días,

En la consulta planteada sobre la propuesta de implantación de la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 horas, desde Foener Energía preferimos la **alternativa 2**, y queremos que nuestra elección sea pública.

Un saludo.

--

**Agente: Fortia.**

Buenas tardes,

Fortia Energía prefiere la alternativa 1 de las dos presentadas para el nuevo modelo de intradiarios de subasta.

Nuestra puede ser pública sin problemas.

Muchas gracias.

Un saludo,



**FORTIA ENERGIA**

Tel.: +

Fax: +



**Agente: Iberdrola.**

Buenas tardes.

Adjuntamos respuesta a la consulta del asunto.

Saludos.



## COMENTARIOS<sup>1</sup> A LA CONSULTA PÚBLICA DE OMIE-REN-REE SOBRE LA PROPUESTA DE IMPLANTACIÓN EN EL MIBEL DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO A LAS 15:00 HORAS CET PARA EL DÍA SIGUIENTE

21 de marzo de 2019

En primer lugar, Iberdrola agradece la propuesta de los operadores OMIE-REN-REE y transmite su apoyo a un diseño del mercado intradiario ibérico de acuerdo al modelo europeo previsto, a través de una implementación sencilla y flexible. Por tanto, Iberdrola considera que las especificidades regionales nos alejan del modelo objetivo y ya asumido en Centroeuropa, por lo que han de ser las mínimas necesarias y en todo caso transitorias.

El trámite actual plantea los cambios necesarios en el intradiario MIBEL y en ciertos procesos particulares de los mercados español y portugués para cumplir la prescripción de ACER respecto a la apertura temprana de intradiario acoplado a nivel europeo (Decisión 04/2018). Esta decisión ya fue de aplicación en nuestra región SWE el 1 de enero de 2019, tras aprobación de la metodología regional de cálculo conjunto de capacidades (CCM) en noviembre de 2018. Este requerimiento, aunque conocido por todos, no se presenta en la introducción de manera precisa. Sí se presenta ampliamente en la introducción la justificación de los cambios necesarios para converger al *target model* intradiario europeo (de acuerdo a la Decisión 1/2019 de ACER), consistente en una negociación continua complementada con tres futuras subastas pan-europeas, con el objetivo de poner precio a la capacidad transfronteriza utilizada, de acuerdo al artículo 55 del reglamento europeo CACM.

Iberdrola considera que con esta propuesta no se dan pasos decididos para converger hacia Europa. En concreto no se consiguen los máximos beneficios de la negociación continua, pilar del *target model* intradiario.

Se presentan a continuación los siguientes comentarios:

Los operadores deberían presentar una propuesta con plazos tentativos de implantación de un modelo objetivo del intradiario MIBEL con únicamente tres subastas regionales, preparadas para ser convertidas en pan-europeas cuando sea el momento. Sin perjuicio de lo anterior, Iberdrola manifiesta su preferencia por la "alternativa 2" entre las dos que propone la consulta de los operadores, ya que nos alinea mínimamente con la práctica europea durante la negociación del día D en los periodos de más actividad.

En opinión de Iberdrola los operadores no han atendido completamente el mandato de los reguladores ibéricos al no fijar un plan de extinción de subastas regionales. CNMC y ERSE requieren de los operadores que se haga una propuesta que *"deberá contemplar transitoriamente 6 subastas, así como un modelo definitivo que reduzca el número de subastas alineándolas en el momento de su implementación con las subastas paneuropeas previstas"*, según se reproduce literalmente en el documento de consulta (subrayado añadido).

<sup>1</sup> Los comentarios a esta consulta pueden ser considerados públicos.



Sin embargo, los operadores se ciñen a consultar dos alternativas de esquema de las actuales seis subastas regionales intradiarias, hasta la implantación de las subastas pan-europeas. Ni siquiera se plantea en un plazo determinado eliminar las dos subastas regionales de la madrugada (aunque siempre han contado con una reducida liquidez), o que la subasta con cierre a las 17:50 al menos sólo contenga periodos del día posterior para poder negociar de manera continua durante 12 horas (y menos su extinción).

En nuestra opinión, al artículo 63 del CACM que permite la existencia de subastas regionales quedará sin aplicación efectiva cuando se implanten las tres subastas pan-europeas intradiarias, por lo que es de interés empezar a preparar el intradiario MIBEL para los futuros cambios, teniendo en cuenta los tiempos tan dilatados para tomar ciertas decisiones regulatorias. Por tanto, los operadores habrían de consultar una propuesta con plazos tentativos de implantación de un modelo objetivo del intradiario MIBEL con únicamente tres subastas regionales, preparadas para ser convertidas en pan-europeas cuando sea el momento.

Sin perjuicio de lo anterior, Iberdrola manifiesta su preferencia por la “alternativa 2”, ya que nos alinea mínimamente con la práctica europea, contando con más negociación continua sin interrupciones el día D en los periodos de más actividad.

Ha de producirse una apertura real del intradiario acoplado en la región, contando con capacidades en la frontera España-Francia desde el inicio de la negociación intradiaria. La casación de las subastas regionales no puede impedir la negociación en igualdad de oportunidades de los participantes de mercado ibéricos respecto a los del resto de Europa.

Los operadores no precisan en su propuesta con qué capacidad se va a contar en la frontera España-Francia desde el inicio de la negociación intradiaria. Sí se apunta que la negociación continua en el MIBEL se iniciará de manera efectiva tras la primera subasta regional, contando con las capacidades en la frontera Portugal-España.

Por transparencia y completitud, se debe explicar en la propuesta cuál es el impedimento para no contar al menos con la capacidad no utilizada en el acoplamiento diario en la frontera con Francia, si es el caso. Hay que garantizar que los participantes de mercado del MIBEL operan en igualdad de condiciones en la negociación intradiaria continua acoplada a nivel europeo. En concreto, en el MIBEL se debería reabrir la negociación continua intradiaria con al menos 10 minutos de antelación al momento en el que RTE libera capacidades en sus fronteras a las 22:00. Este aspecto no está reflejado en la propuesta, puesto que la casación de la subasta regional intradiaria se producirá entre las 21.50 y las 22 horas.

En opinión de Iberdrola, se ha de cumplir plenamente con la decisión 04/2018 de ACER mediante una resolución motivada de los reguladores de la región SWE (ERSE, CNMC y CRE), proporcionando una apertura efectiva del intradiario en esta región, del mismo modo que se ha hecho para la región CORE, al tiempo que se aprobaba la CCM correspondiente<sup>2</sup>. Esta resolución es un complemento necesario a la anterior resolución sobre la CCM de la región SWE. En dicha resolución se habría de exponer detalladamente qué razones -estrictamente basadas en la seguridad- impedirían la puesta a disposición de las capacidades disponibles en la frontera España-Francia desde el mismo momento de la apertura de la negociación continua intradiaria, si fuera el caso. No sería admisible alegar dificultad para recalcular capacidades de tipo NTC mientras los participantes de mercado negocian

---

<sup>2</sup> En este caso la resolución ha tomado forma de decisión vinculante de ACER (02/2019), al activarse su intervención por no acuerdo de los reguladores concernidos.



en paralelo en esta frontera, puesto que esta situación se dará en el futuro cuando se implanten los recálculos de capacidad intradiaria fijados en las metodologías CCM en toda Europa y las 3 subastas pan-europeas intradiarias.

Se debe permitir la negociación en cartera sin restricciones, cumpliendo el art. 17.3 de la EB GL, y la nominación ha de realizarse de manera directa a los operadores del sistema. Además es necesario eliminar los límites en los precios de oferta, por su impacto en la negociación.

Actualmente los participantes del mercado ibérico no están operando como el resto de participantes europeos, lo que nos pone en desigualdad de condiciones, presenta riesgos operativos perfectamente evitables y plantea dudas sobre si ciertas operaciones pueden considerarse *wash trades*. El mercado intradiario MIBEL no puede ser considerado "un mercado físico" en los términos que plantea el documento de consulta si queremos converger a la práctica europea. Hay que conseguir los máximos beneficios de una negociación ágil y continua, muy cerca de la entrega.

Así, con una operativa en el intradiario continuo que permitiera negociar la posición neta, desaparecería la desagregación en unidades de oferta del resultado del intradiario continuo que actualmente el participante envía al operador del mercado. Los participantes de mercado comunicarían sus nominaciones directamente a los operadores de sistema.

Además, los reguladores ibéricos CNMC y ERSE deberían reconsiderar su decisión sobre la manera de operar en el intradiario continuo teniendo en cuenta lo que de manera obligada y directa impone el artículo 17.3 de la Directriz Europea de Balance Eléctrico (Reglamento (UE) 2017/2195, EB GL) respecto al derecho de cualquier *Balance Responsible Party* (BRP) de modificar los programas comerciales internos para calcular su posición neta ante desvíos por parte.

El artículo 17.3 de la EB GL referente al cometido de los BRP establece que desde el 18 de diciembre de 2018 (según el artículo 65.2 de la EB GL) cada BRP podrá cambiar antes del cierre de mercado intradiario continuo europeo los programas comerciales internos necesarios para calcular su posición conforme al artículo 54.3 y al artículo 18.7.d. Esta potestad del BRP se establece sin ninguna condición específica para sistemas como el español del tipo "*self-dispatch model*".

Solicitamos por tanto acción urgente respecto a este tema, en forma de modificación motivada de la resolución de CNMC del 12 de abril de 2018 (coordinada con ERSE) respecto a la implantación de la negociación continua intradiaria en el MIBEL, con el objeto de permitir negociación en cartera sin restricciones, cumpliendo al art. 17.3 de la EB GL, y habilitando la nominación directa a los operadores del sistema.

Por último, queremos hacer notar la pérdida de oportunidades para los participantes ibéricos y la afección a la formación del precio que generan los límites de precio de oferta actualmente en vigor en el MIBEL. En el mercado intradiario continuo europeo ya han aparecido precios de transacciones fuera del rango de precios de oferta ibéricos. Deberían eliminarse estos *bid caps*, en línea con la reforma que se va a hacer este año en el mercado de gestión de desvíos para permitir precios negativos con la entrada de la plataforma TERRE, de acuerdo a los requerimientos de la EB GL.



La desaparición del mercado de reserva tal y como está funcionando ahora es una buena oportunidad para replantearnos el conjunto del diseño del mercado español y flexibilizar ciertos aspectos operativos para reducir riesgos (implantar un buzón de ofertas de restricciones y racionalizar las validaciones de ofertas en las subastas regionales intradiarias).

Los cambios que se están introduciendo de acuerdo a normativa europea en el mercado intradiario y en los servicios de balance presentan una buena oportunidad para replantearnos el diseño del mercado español de la electricidad. Algunos de los puntos a tener en cuenta serían los siguientes:

- Mayor flexibilidad para todos los intervinientes, con contratación bilateral en todos los horizontes y en todos los plazos, negociación en cartera en los distintos mercados lo más cerca del tiempo real, sin limitaciones a la representación y con nominación directa al operador del sistema.
- Mercado diario organizado como primer mercado de ajuste de programas de los participantes del mercado, sin carácter obligatorio y eliminando *price caps*.
- Subastas de banda de regulación secundaria celebradas antes del mercado diario y, eventualmente, de banda de reserva rodante a subir/bajar, de acuerdo a unos requisitos precisos, productos normalizados y ofertas sencillas, y sin discriminación por tecnologías, conforme a la EB GL. Las reservas no adjudicadas previamente con banda pueden seguir ofertando en los mercados de balance de energía.

Adicionalmente se plantean dos mejoras operativas:

- Sustituir la ventana para oferta de restricciones técnicas del mercado diario por un buzón que abriera con suficiente antelación. Esto facilita la operativa, ya que permite a los agentes disponer de una oferta válida de restricciones para el día concreto. Actualmente solo existe la posibilidad de contar con una oferta por defecto que no se puede actualizar en el D-1 y que es válida para todos los días a futuro, no solo para el día D.
- Aunque lo deseable sería reformar el conjunto del mercado intradiario para permitir la negociación en cartera, podría suponer una mejora operativa inmediata eliminar en las subastas regionales intradiarias las validaciones y rechazos de ofertas por potencia máxima, sustituyéndose por una casación máxima que no supere los límites de unidad o cartera vigentes al cierre de la subasta. La reducción de tiempo que se propone en la consulta para actualizar ofertas en la primera subasta intradiaria regional, junto con la información sobre limitaciones que habrá que tener en cuenta, hace que aumente el riesgo e impacto de rechazos de ofertas completas, riesgo que se mitigaría si se permitiese casación parcial de las ofertas.

## **Agente: Naturgy Energy Group – Actividad de Generación.**

Comentarios de NATURGY ENERGY GROUP, actividad Generación, de carácter público:

### **1. Sobre la publicación del PDVP a las 14.45**

Si bien consideramos acorde con la Decisión 01/2019 de ACER la implementación de la subasta de apertura de 14.00 a 15.00, publicar el PDVP a las 14.45 convierte dicha subasta en puramente testimonial. Al no haber un programa viable en el que basar las ofertas los sujetos generadores participarán en la misma con un perfil de riesgo muy bajo consecuencia de intentar evitar errores y la liquidez de la misma será muy reducida. Y en quince minutos, donde se incluyen los tiempos de descarga del PDVP, carga en sistemas, análisis del mismo, generación y envío de ofertas, el tiempo para la preparación de ofertas llegará en el mejor de los casos a 5 minutos.

Por tanto, no será hasta la siguiente subasta que aparezca la liquidez necesaria en el mercado.

Proponemos que el PDVP sea publicado a las 14.30, lo que daría a los sujetos unos 20 minutos para la preparación de ofertas, dotando así de liquidez a la subasta de apertura.

### **2. Respecto a las alternativas 1 y 2 propuestas**

La alternativa 1, al eliminar la actual primera subasta intradiaria, empeora si cabe aún más la situación con una subasta de apertura testimonial, dejando solo la segunda subasta para poder negociar las 24 horas completas del día siguiente. Adicionalmente impide negociar las últimas horas del día en curso, típicos períodos de arranque de ciclos combinados. Por tanto las preferencias de Naturgy Energy Group se decantan claramente por la alternativa 2

### **3. Comentarios generales con vistas a un futuro con solo 3 subastas intradiarias**

Dado que la propuesta deja clara que la intención final es dejar solo 3 subastas intradiarias paneuropeas, el tema mencionado de que la subasta de apertura se convierta en meramente testimonial nos parece de un carácter grave. Para dicha situación, con unas posibilidades de negociación muy reducidas, han de buscarse los medios para proveer de liquidez a la subasta de apertura, y publicar el PDVP sólo 15 minutos antes de su cierre no ayuda en absoluto.

Por otra parte, la apertura del mercado continuo sin capacidad en la interconexión IFE afecta de forma relevante a su funcionamiento. Entendemos que, en coherencia con el esfuerzo que se exige a los operadores y sujetos del mercado ibérico para ajustar los mercados de operación entre las 12 y las 15 horas, los reguladores nacionales (CNMC-CRE-REN) deben exigir un acuerdo entre REE-REN-RTE para evitar que el mercado ibérico quede aislado durante las primeras horas de negociación continua.

Saludos,



**Agente: Neuro Energía.**

Buenos días,

En relación con la consulta (nuestros comentarios pueden ser públicos), les indico:

Preferimos la Alternativa número 1, ya que entendemos que se alinea más con las futuras subastas paneuropeas (en su momento se deberían eliminar subastas intradiarias de menor liquidez) y permitiría que pudiera existir una mayor negociación en el intradiario continuo durante la tarde.

No obstante, nos gustaría presentar las siguientes alegaciones:

- Salvo que no existan garantías acerca de la posibilidad de sincronización en el mercado intradiario continuo con la frontera francesa desde la apertura del MIC, no vemos la necesidad de implementar ningún cambio hasta entonces en el actual sistema.
- Entendiendo y agradeciendo el esfuerzo de reducción de plazos, entendemos que los 15 minutos mínimos para revisar las ofertas a la subasta de apertura tras la publicación del PDVP son insuficientes de cara a la revisión de la posición, diseño de estrategia e introducción de ofertas de compraventa para ajustar el programa y deberían intentar ampliarse, cuanto menos a 30 minutos.
- Nos gustaría que se analizara la posibilidad de que la subasta de apertura estuviera asociada con otra subasta intradiaria que permitiera actuar sobre el horizonte del día actual, dado que en caso contrario habría un hueco importante de horas no cubiertas por ninguna subasta intradiaria tras la celebración del sexto intradiario (algo idéntico sucedería con la Alternativa número 2). Esta subasta intradiaria asociada se eliminaría cuando cambiásemos el modelo a tres subastas paneuropeas, pero la vemos adecuada en la transición y hasta que aumente la automatización en el MIC.
- Consideramos fundamental que se realice un análisis coste/beneficio de la eliminación del actual mercado de reserva de potencia adicional a subir y que se valore introducirlo dentro de las restricciones técnicas al PDBF, como ya sucedía con anterioridad a la separación del mismo. Llevarlo a restricciones en tiempo real creemos que puede aumentar las necesidades de energía de regulación y encarecer el precio del desvío, así como del Pool en las horas con mayores necesidades de reserva.

Gracias de antemano por su atención. Un saludo cordial,

**Agente: TERSA.**

Buenos días,

Desde TERSA (TRACTAMENT I SELECCIÓ DE RESIDUS, SA) nos decantamos por la alternativa 1.

No tenemos problema en que nuestra elección sea pública.

Reciban un cordial saludo,



**Agente: Watium.**

Buenos días,

De acuerdo a las instrucciones del webinar del pasado 28 de febrero, les enviamos nuestra preferencia en cuanto a las 2 alternativas planteadas:

**ALTERNATIVA 1**

Puede ser pública, no tenemos problema en este sentido.

Aprovechamos para agradecerles la participación en el pasado webinar, que nos resultó de gran interés.

Un cordial saludo,



***(Participación recibida fuera de plazo de la consulta- 22/03/2019 - 20h00 CET)***

**Agente: European Federation of Energy Traders (EFET).**

Dear Madam or Sir,

You will find attached the response of the European Federation of Energy Traders (EFET) to the OMIE, REE and REN consultation on the proposal for the implementation of the gate opening time for the intraday continuous market in MIBEL.

I apologise for the late delivery of this response, as a result of an IT problem on our side. I hope you can nonetheless take our response into account.

This document is not confidential and may be used or republished by OMIE, REN and REE.

Don't hesitate to contact me or my colleague Pietro Baldovin ([p.baldovin@efet.org](mailto:p.baldovin@efet.org)) for any questions or comments.

Best regards,

**EFET** European Federation  
of Energy Traders  
SO YOU CAN RELY ON THE MARKET

## OMIE, REE and REN consultation on the proposal for the implementation in the MIBEL of the gate opening time for the intraday continuous market



### EFET comments – 21 March 2019

The European Federation of Energy Traders (EFET) thanks OMIE, REE and REN for the opportunity to provide comments to their consultation on the MIBEL gate opening time for the continuous intraday market.

The objective of the XBID project is to allow efficient matching of offer and demand at each point in time via continuous intraday trading throughout Europe, while ensuring efficient cross-border access to transmission capacity through implicit allocation. The European Commission and ACER have identified XBID as the priority number one to develop better cross-border access to and integration of intraday markets across Europe, and so has EFET. Although we acknowledge the efforts of all Iberian Institutions in reforming the intraday market design in Iberia, we still see a number of pre-requisites to ensure the development of efficient cross-border intraday power markets in the region.

We notice that the process of amendment to the regulation is very much fragmented, to the detriment of clarity and coherence. Institutions should urgently clarify their view on how the final Iberian intraday market design should look like.

#### *Available cross-border capacity*

With reference to ACER's Decision 04/2018 ("Decision") on intraday cross-zonal gate opening time (ID GOT), effective from 1 January 2019 onwards, the TSOs' implementation proposal is of concern. Specifically, the proposal does not clearly provide for justification as to why the leftover ES-FR cross-zonal capacity remaining after day-ahead clearing will not be offered in the continuous trading after the first regional auction at 15:00. Instead, we understand that the capacity at the ES-FR border will be set at zero until 22:00. The ID GOT of 15:00 will therefore be in name only.

We do not consider this a faithful implementation of the decision and we call on REE and RTE, together with both NRAs, to act to ensure the faithful implementation of the Decision. In particular there is no justification as to why TSOs need nearly seven hours to recalculate ID capacities on the ES-FR after day-ahead (DA) clearing. Any leftover capacity from DA should be allocated at 15:00 on all European borders, including the ES-FR and ES-PT one.

Moreover, the CACM Guideline foresees in its articles 14.4 and 21.2 that cross-border capacities can be recalculated several times during intraday. Therefore, it is to be understood that the CACM Guideline foresees the option to suspend temporarily the single intraday market coupling for 10 minutes maximum to re-calculate available cross-border capacities. Consequently, we believe that the option proposed by the TSOs of Nordic CCR to open the intraday market before capacities are recalculated and to undertake the adjustment once the recalculation has been completed is a valid proposal to be considered. Therefore, at the very minimum, TSOs should release the DA leftover capacity at 15:00, for continuous trading and possibly the 15:00 auction, and not wait until ID capacities have been recalculated.

#### **Limited time to take part in the 15:00 auction**

One key concern raised by the proposed implementation relates to the timings available to participate in the new ID opening auction in the Spanish bidding zone. The updated minimum time given between to publication of the PDVP of 15 minutes undermines the auction. This limited time is likely to undermine participation and liquidity of this auctions. As a minimum we believe the TSOs should move the deadline for publication of the PDVP forward to at least 14h30.

#### **Unjustified removal of the Additional Power Reserve**

The consultation does not provide compelling rationale as to why the opening of continuous trading at 15:00 D-1 is a reason to eliminate the market of Additional Power Reserve upwards as the two sessions can coexist. There is no constraint for this market to continue to exist albeit at a slightly earlier time if Alternative 2 is implemented.

#### ***Reducing the number of complementary regional auctions is a must***

With the ACER decision on the methodology for pricing intraday cross-zonal capacity, The EU Target Model for intraday is now fully clear and foresees three pan-European auctions closing at 15h00 D-1, 22h00 D-1 and 10h00 of day D. Therefore, we believe the priority for all parties involved is to reduce the number of MIBEL auctions on the model of the three pan-European ones, until the final pan-European solution is implemented and the MIBEL only auctions can be eliminated. After 9 months since implementation of the XBID in the Iberian region, market participants should have solved their supposed lack of experience with continuous trading that was provided as the initial justification for maintaining six auctions. Similarly, the need to adapt internal procedures and IT systems to the new environment cannot be provided anymore as a reason not to adapt to the EU Target Model.



CNMC and ERSE, in collaboration with REE, REN and OMIE should provide a detailed timetable to remove three of the six regional auctions and eventually align the Iberian intraday market design on the European one. This is necessary to help providing a clear view of the future model of the Iberian intraday power market and ensure the full consistency with the EU Target Model.

Notwithstanding the above, EFET Task Force Iberia members agree that Alternative 2 would be the preferred and most convenient option. Still, we stress that adding liquidity to the continuous market is crucial.

Nevertheless, not addressing the issues on XB capacity with France and the timely publication of PDVP means that the implementation of the new opening auction has a limited value to market participants.

### *Other desired improvements to the Iberian intraday market design*

#### *Portfolio bidding*

The merit of portfolio bidding relies essentially on the freedom of market participants to choose and activate whichever plants they wish within their portfolio. The so-called "portfolio bidding" model chosen for the Iberian market instead requires market participant to trade on the market every variation of schedules, rather than simply allowing the increase or decrease of production from plants within the same portfolio. By doing this, we believe the spirit and value of portfolio bidding is substantially reduced.

As requested multiple times by EFET, we consider a matter of urgency the introduction a real portfolio bidding approach with direct nomination to TSOs. Once again, we recommend not mixing up commercial and physical phases: at the intraday gate closure, a market participant allowed to trade on portfolio should be entitled to allocate the total amounts purchased or sold to the individual units of its portfolio and directly nominate these schedules to the TSO (nomination or 'scheduling'). In all other main European markets, this is normal practice, while transparency scrutiny can be done via existing regulations without constraining market

The fact that the Iberian market was originally thought be a 'physical' market cannot be provided as a justification to constrain the current and future market design. As mentioned at earlier occasions, the constraints currently applied on true portfolio bidding in Iberia are in breach of article 17.3 of the Electricity Balancing Guideline, which foresees that prior to the intraday cross-zonal gate closure time, each BRP may change the schedules required to calculate its imbalance position. Spain and Portugal have not declared their systems as central dispatch models, hence article 17.3 fully applies in Iberia.

Finally, true portfolio bidding will provide exactly the same opportunities to big and small participants in the market. Therefore, we advise the Iberian NRAs, TSOs and OMIE to revise their approach to ensure that portfolio bidding is effectively implemented for trades on XBID.



*Administrative barriers to access the Iberian power market*

We request that the regulators clarify the process of setting up bidding units, and the administrative roles and responsibilities of the different actors in that regard: our members encountered several issues when setting up the C01 unit and so far, there has not been any clarification neither regarding the responsible body in charge of the process, nor regarding the various annexed formalities. This is making the process very burdensome, and has prevented some market participants from setting up C01 units until this day.