

Alegaciones de AEGE a la Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL

En respuesta a la consulta pública previa del **CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL**, la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE) agradece la posibilidad de participar en la citada consulta pública y se pone a su disposición para cualquier aclaración o comentario que precisara sobre su respuesta.

A continuación, se responde a las preguntas propuestas en el cuestionario de la consulta:

1. Liquidez del mercado

- Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?

La elevada prima de riesgo identificada por la CNMC tanto en su estudio “Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia” como en los informes periódicos de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica, indicaría que habría mayor presión desde el lado de la compra que desde el lado de la venta. Por tanto, la inyección de liquidez debería hacerse sobre el lado de la venta, con una emisión primaria que facilitara más operaciones para las que hay demanda.

Uno de los problemas de la falta de liquidez es que los productos a plazo cotizan en unas plataformas no accesibles a los consumidores, el OMIP prácticamente no tiene movimientos. Los productos por tanto se compran siempre a través del comercializador al no tener acceso a esas plataformas, por tanto, desde la demanda no se percibe ninguna transparencia, lo que retrae su participación.

Una propuesta sencilla sería que todos los productos a plazo cotizaran en una única plataforma y que ésta tuviera precios abiertos como tiene el OMIP.

Otra de las razones de falta de liquidez es precisamente que la regulación energética cambia mucho en España y no da seguridad a los agentes financieros que podrían dotar de más actividad al mercado. Un ejemplo reciente sería las idas y venidas del impuesto a la generación, esos vaivenes mueven la forward introduciendo un factor de riesgo que muchos bróker y bancos no quieren asumir en el largo plazo.

Aquí se propone eliminar el impuesto del 7% al valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) y así dar seguridad para que agentes financieros quieran asumir riesgos.

- En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo.

La contratación bilateral física de los grupos verticalmente integrados drena liquidez del mercado a plazo y además supone un obstáculo para revelar los precios de equilibrio en el mercado a plazo.

En tanto la regulación permita la integración vertical de la generación y la comercialización dentro del mismo grupo empresarial no podrá evitarse que se produzcan coberturas de precio entre las dos actividades, pero sería preferible que éstas se hicieran con visibilidad y abiertas a todos los agentes, evitando los bilaterales o la autocasación de ofertas en mercados organizados.

2. Papel de los creadores de mercado (market makers) en los contratos

- ¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?

Son importantes para dar confianza en la señal del mercado, pero la realidad es que, en la actualidad, en los plazos más largos no cumplen su papel, sino al contrario, pues crean una ficción de mercado publicando precios a los que no es posible en la práctica hacer transacciones.

Para aumentar la liquidez en plazos más largos (≥ 2 años), en los que además la demanda no se presenta laminada si no de forma discontinua en grandes lotes, los creadores de mercado no son el instrumento adecuado.

La solución vendría con la organización de subastas ad hoc que concentraran oferta y demanda y proporcionaran la necesaria liquidez. Así, la idea tradicional de la figura de creador de mercado pasaría a ser la de “emisor de mercado”, papel que deberían desempeñar los agentes vendedores comprometidos en la liquidez de esas subastas.

Estas subastas, que podríamos llamar “subastas de liquidez”, actuarían como una emisión primaria para plazos más largos y que, en segunda ronda, proporcionarían también liquidez al mercado de negociación continua.

- ¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?

Sí, el número de creadores de mercado es relevante y sería conveniente incrementar su número, y también su compromiso en volumen y mantenimiento del diferencial entre la compra y la venta.

Para los plazos más largos, como se ha dicho la dinamización vendría de las “subastas de liquidez”, en la que además de prever la participación de “emisores de mercado” se limitara la participación como compradores a los grupos integrados verticalmente, con objeto de asegurar que la inyección de liquidez alcanza a la demanda final.

- ¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?

Si bien los creadores de mercado podrían mejorar la liquidez de la negociación en los plazos más cercanos (hasta el CAL+1), para los productos de carga base que hoy presentan baja o nula liquidez, la solución serían las “subastas de liquidez” en las que se podrían ofrecer productos con vencimientos desde el CAL+2 y hasta el CAL+5.

Para plazos más lejanos (≥ 5 años), la negociación de productos estándar de carga base no ofrecería una cobertura eficiente a la generación de origen renovable. Esto daría pie a plantear otro segundo tipo de subastas, que podríamos denominar “subastas secundarias”, para contratos con perfil de producción, en las que se podría contar como “emisores de mercado” con los productores de energía renovable con exposición al riesgo de mercado, como se comentará más adelante.

- ¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?

El papel de creador de mercado es apropiado para agentes muy activos en trading y con una gran cartera de negociación. En este sentido, además de aquellos que se ofrezcan voluntariamente, los operadores calificados como dominantes deberían desempeñar de manera obligatoria esa función en los mercados organizados.

En cuanto a los agentes referidos anteriormente como “emisores de mercado”, comprometidos con el aseguramiento de la oferta en las “subastas de liquidez” o en las “subastas secundarias” como criterio general, con independencia de que exista agentes que quieran sumarse de manera voluntaria, debería exigirse a aquellos sujetos vendedores que reciban o hayan recibido contraprestaciones del sistema tarifario (pagos de capacidad, costes de transición a la competencia, primas o suelos mínimos de rentabilidad etc.) para una parte de su capacidad de producción.

- ¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?

Los creadores de mercado reciben de las cámaras condiciones ventajosas de participación que se podrían extender a los “emisores de mercado”. Adicionalmente, se podría plantear un tratamiento preferente en relación a los instrumentos de garantía exigibles, de manera que el propio activo de producción sirviera de respaldo de sus operaciones y evitara el recurso a instrumentos financieros con coste explícito.

En cualquier caso, al menos los “emisores de mercado”, estarían recibiendo como beneficio el acceso a una cobertura de riesgos con bajos costes de intermediación.

- ¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?

Parece delicado discriminar entre participantes, más allá de las que resulten de su diferente volumen de actividad.

- En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

3. Subastas Grupos Integrados

- ¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

Las experiencias de VPPs en el pasado han demostrado ser complejas desde el punto de vista de diseño e implementación. Además, como se ha indicado anteriormente, es la propia integración vertical de la generación y la comercialización la que resta liquidez a los mercados a plazo, de forma que medidas que contuvieran la bilateralización intragrupo de los operadores dominantes podrían resultar más sencillas y eficientes que la propia organización de VPPs sobre su capacidad de generación.

Como alternativa a programas de VPP para los grupos integrados, se propone su participación como emisores de mercado de las “subastas de liquidez”, en una proporción acorde con su capacidad firme de producción.

- En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?
- ¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

4. Mecanismos específicamente orientados a renovables

- ¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

Sí. Desde el lado de la oferta, la aparición de nuevos generadores independientes de origen renovable despierta el interés por los instrumentos para reducir su exposición al precio del mercado y estabilizar sus ingresos a largo plazo.

Y desde el lado de la demanda, además de las necesidades de cobertura de los comercializadores independientes no atendidas, los grandes consumidores reclaman cada vez más, productos de largo plazo con los que reducir la incertidumbre de sus costes de aprovisionamiento y asegurar su competitividad.

Además, la reciente creación de la categoría de consumidor electrointensivo en España, como se indica en el documento de consulta, ha dado lugar a unas necesidades específicas de compra de energía a plazo de origen renovable para este colectivo que deberían poder ser atendidas desde el mercado.

Es, sin duda, un escenario apropiado para la organización de subastas que sirvieran de punto de encuentro a las dos partes en plazos largos y que complementarían las “subastas de liquidez” para productos estándar de medio plazo. Se trataría de subastas de contratos con perfil de producción, en las que se podría contar como “emisores de mercado” con los productores de energía renovable, y a las que nos referimos como “subastas secundarias”.

- En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:
 - o ¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?
 - o Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?

o En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios?

o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

Las “subastas secundarias” se podrían orientar a plazos a partir de los 5 años a la vista, con productos también a 7 o 10 años, siendo recomendable una categorización por tecnologías o incluso el establecimiento de perfiles de referencia que sirvieran para valorizar de forma objetiva la producción ofrecida.

Estas subastas deberían estar abiertas de forma voluntaria a la generación de origen renovable que haya surgido de iniciativas de mercado, pero debería ser obligatoria para instalaciones que hayan participado en el pasado en esquemas de retribución regulada como es el RECORE en España o el PRE en Portugal.

Del lado de la demanda, se debería facilitar el acceso, directo o indirecto a través de sus suministradores a los grandes consumidores, y en particular a los electrointensivos que han adquirido un compromiso de compra con el sistema tarifario, así como a los comercializadores independientes, a la vez que podría plantearse la inclusión de una parte de la demanda gestionada por las comercializadoras de último recurso.

El modelo de referencia podría inspirarse en las subastas recientemente organizadas en Portugal y España para la nueva generación renovable, con las adaptaciones necesarias para tener en cuenta la multilateralidad de las relaciones a las que da lugar que la demanda esté configurada por múltiples compradores.

Es recomendable el uso de productos físicos que eviten a los compradores la singularidad exigida en el tratamiento de derivados financieros.

Sería recomendable la aceptación de seguros de crédito y de garantías no dinerarias.

Asimismo, sería recomendable que la energía vendida llevara asociada las garantías de origen correspondientes a la producción.

5. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

- ¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

Para facilitar la participación de los agentes de menor tamaño, en el mercado organizado, se podrían aceptar contratos de menor volumen, por ejemplo, de 0,1 MW como en el mercado OMIE.

- ¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

Sí, recomendamos establecer contratos de menor dimensión (0,1 MW). No vemos necesario aumentar la tipología de perfiles, ya que aumentar el tipo de productos, llevaría a una reducción de la liquidez de los productos actuales.

- ¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

Un agregador de compra en los mercados a plazo plantea una compleja gestión de las garantías de crédito para cubrir las responsabilidades de manera mancomunada que puede no hacer viable esta figura.

- ¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?
- ¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

- ¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?

Sí, siempre es interesante y además puede ayudar a motivar la participación de más agentes. Sería conveniente que no solo se explique el funcionamiento del mercado en sí, sino una mayor visión de la gestión de riesgos y la problemática de trading desde el punto de vista financiero y contable.

- ¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?

El uso de garantías líquidas para atender las posiciones negociadas.

Madrid, 29 de enero de 2021

The background of the page is a complex, abstract geometric pattern. It consists of overlapping, semi-transparent shapes in various shades of blue and grey, creating a sense of depth and movement. The shapes are primarily triangles and polygons, some of which are oriented in different directions, creating a dynamic and modern aesthetic.

CONSULTA DEL CONSEJO REGULADOR DEL MIBEL SOBRE LA LIQUIDEZ EN LOS MERCADOS A PLAZO

Posición de BME CLEARING / 29 de enero de 2021

Contenido

1	CONSIDERACIONES DE CARÁCTER GENERAL SOBRE EL ESTUDIO	4
1.1	Sobre la falta de liquidez del MIBEL y sus posibles causas	4
1.2	Sobre la prima de riesgo de los productos con entrega en España en comparación con los productos similares de Francia y Alemania	7
2	RESPUESTAS A LAS PREGUNTAS DE LA CONSULTA	9
2.1	Liquidez del mercado	9
2.2	Papel de los creadores de mercado	9
2.3	Subastas grupos integrados	12
2.4	Mecanismos específicamente orientados a renovables	13
2.5	Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño	14
2.6	Cursos y seminarios sobre los mercados a plazo	15
3	OTRAS MEDIDAS ENCAMINADAS A INCREMENTAR LA LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO DE ELECTRICIDAD EN MIBEL NO COMENTADAS EN EL ESTUDIO	17
3.1	Hay que procurar mantener estabilidad regulatoria	17
3.2	Hay que copiar experiencias exitosas en otros países y en general equiparar lo máximo posible la regulación energética del MIBEL con la de otros países	18
3.3	Hay que traer más energías renovables al MIBEL	19
3.4	Hay que intentar atraer nuevos participantes	19
3.5	Hay que fomentar las interconexiones con Francia	20
3.6	Otros aspectos	20
4	CONCLUSIONES – RESUMEN EJECUTIVO	22

CONSULTA DEL CONSEJO REGULADOR DEL MIBEL SOBRE LA LIQUIDEZ EN LOS MERCADOS A PLAZO

Posición de BME CLEARING

BME CLEARING agradece al Consejo de Reguladores del MIBEL la oportunidad que ofrece la Consulta Pública del Consejo Regulador del MIBEL (en adelante la Consulta) a los participantes en el mercado mayorista de electricidad, para exponer sus puntos de vista y opiniones sobre posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL.

BME CLEARING cuenta con una amplia experiencia en la prestación de servicios a los mercados de energía a partir de su posición, como proveedor de servicios de cámara de contrapartida central (CCP), liquidación y compensación de contratos a plazo de electricidad española y de otros productos a plazo. Asimismo, a través de otras empresas del grupo ha participado en la organización y ejecución de las subastas VPP y las subastas CESUR.

BME CLEARING pertenece al Grupo Bolsas Mercados Españoles (BME) que opera en los mercados de valores y sistemas financieros de España, y a su vez, desde 2020, forma parte del grupo de infraestructuras SIX que gestiona la Bolsa suiza, por lo que amplía su vocación global y tecnológica. Desde sus inicios, BME ha sido una referencia en el sector tanto en términos de solvencia, como de eficiencia y gestión de mercados.

Este documento se estructura de la siguiente manera. En primer lugar, se exponen unos comentarios sobre el “Estudio sobre comparativa de los precios MIBEL con otros mercados europeos y su relación con el mercado único” (en adelante el Estudio), ya que estamos en desacuerdo con algunas de sus conclusiones. En segundo lugar, se contesta la Consulta propiamente dicha, siguiendo el orden de puntos sugeridos. En tercer lugar, se formulan otras sugerencias para incrementar la liquidez en el mercado a plazo del MIBEL, que pueden ser más efectivas que las sugeridas en la Consulta. Finalmente presentamos una sección con nuestras conclusiones o resumen ejecutivo.

1 CONSIDERACIONES DE CARÁCTER GENERAL SOBRE EL ESTUDIO

1.1 Sobre la falta de liquidez del MIBEL y sus posibles causas

Se entiende por liquidez de un mercado su capacidad para vender o comprar un producto (por ejemplo, energía eléctrica) sin causar movimientos relevantes de precio y sin incurrir en costes de transacción significativos. Una característica importante de los mercados líquidos es la presencia de un gran número de compradores y vendedores deseando transaccionar en todo momento.

La propia Consulta comenta que una de las principales conclusiones del Estudio es la significativa menor liquidez del mercado a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en España, en comparación con otros mercados a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en Francia y Alemania.

Para valorar esta afirmación nos permitimos presentar el siguiente cuadro:

Cuadro 1. "Churn rate" de varios países europeos

Pais	Negociado a plazo según Trayport - Rolling 12 months Dec 19 Nov 20 - MWh	Consumo de electricidad (Mwh año)	Churn rate - Mercado a plazo/Consumo
Alemania	6.934.688.000	545.500.000	12,71
Nordicos	1.293.197.000	370.290.000	3,49
Holanda	290.644.000	108.200.000	2,69
Francia	1.039.793.000	451.500.000	2,30
UK	780.803.000	348.700.000	2,24
Italia	619.642.000	307.100.000	2,02
Suiza	96.206.000	58.260.000	1,65
España	257.165.000	243.000.000	1,06
Belgica	59.417.000	88.990.000	0,67

Fuente: Trayport para el volumen negociado y elaboración propia

El cuadro 1 muestra que el volumen negociado en mercados a plazo de electricidad española¹ es bajo en comparación con otros países europeos y con el volumen de electricidad consumida o demandada en puntos de suministro.

A este respecto, la Consulta hace referencia al Estudio² que apunta a distintos factores para explicar la evolución negativa de la liquidez en el mercado a plazo del MIBEL. Enumera un conjunto de causas

¹ Se ha utilizado los datos de consumo de electricidad española. Si se hubiera sumado el consumo de electricidad portugués, ya que la negociación a plazo portuguesa esta subsumido en la española, el resultado sería aún más pobre.

² https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2019/07/20190705SE_ES.pdf

regulatorias unas y estructurales otras, cuyo vínculo de causa efecto, en nuestra opinión, no se argumenta suficientemente.

No es fácil establecer una relación causal precisa entre posibles factores explicativos y el nivel de liquidez de los mercados. Por ello el Estudio hace básicamente un análisis de correlaciones más que de causalidad.

En nuestra opinión, uno de los factores que mayor influencia pueden tener en el desarrollo de la liquidez de los mercados europeos a plazo es el nivel de interconexión del precio que utilicen como subyacente. Entre los factores que habrían incidido en la evolución negativa del mercado a plazo del MIBEL, el Estudio no menciona en sus conclusiones el nivel de interconexión, por lo que podría estar sobrevalorando el efecto provocado por el resto de los factores que considera explicativos.

Así, la comparación con Alemania que se hace constantemente en el Estudio lleva a confusión. En nuestra opinión, el volumen a plazo de Alemania se beneficia de que, al ser un sistema muy interconectado y muy líquido, los traders prefieren negociar a plazo el producto alemán en vez de negociar para cubrir precios en cada país de Europa con precios de contado correlacionados con los precios alemanes, lo que requiere tener la infraestructura establecida en cuanto a información de cada mercado, de su regulación, etc.

Pensamos que en electricidad ocurre lo mismo que en la negociación a plazo de la Deuda Soberana de los países europeos. La liquidez y la facilidad de los productos a plazo sobre los bonos alemanes hace que dicha negociación recoja la liquidez que de otro modo habría ido a los productos a plazo de cada país, como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 2. Negociación de los productos a plazo en el mercado Eurex sobre la Deuda Soberana de ciertos países europeos y su comparación con su PIB.

Pais	Traded Contracts (year)	PIB 2019	traded contracts * Contract value/PIB	Fecha de lanzamiento del producto en Eurex
Alemania	392.573.327	3.449.050M.€	11,38	
Italia	48.002.273	1.789.747M.€	2,68	2009
Francia	43.325.753	2.425.708M.€	1,93	2012
España	150.509	1.244.757M.€	0,01	2015

Fuente: elaboración propia a partir de datos de negociación de Eurex.

Como se aprecia en el cuadro 2, los contratos a plazo alemanes sobre la Deuda Soberana son mucho más líquidos que los de Italia, Francia o España. Sin embargo, no existe un problema estructural en los contratos a plazo o en los mercados de estos países. Lo que ocurre es que el contrato a plazo francés está tan correlacionado con el producto alemán que los traders negocian muy a menudo el producto alemán en vez del francés. Sólo cuando el contrato de contado de un país concreto pierde la correlación con el contado alemán, el mercado que concentra la negociación en Europa de estos productos (Eurex) lista un nuevo producto-país para satisfacer la demanda motivada por esta falta de correlación, como ocurrió en 2009 para Italia (y para España pues el contrato a plazo italiano permitía cubrirse a los traders expuestos al precio del contado español). Como se aprecia en el cuadro 2, prácticamente no hay

negociación del producto español a plazo de Deuda Pública y sin embargo el Tesoro, que sabe bien que para la liquidez del producto del contado (necesaria para emitir Deuda Pública) es necesaria la liquidez del mercado a plazo, no parece preocupado por el asunto. Esto es así, porque hay productos sustitutivos (el producto italiano y el alemán) que hacen esta función. Como se ha comentado, pensamos que esta situación se repite con los productos a plazo de electricidad alemana respecto a los productos a plazo de electricidad de los países con los que existe alta correlación.

Incluso admitiendo una relación causal entre los factores que menciona el Estudio y la menor liquidez del mercado a plazo del MIBEL, habría que considerar el peso que cada uno de ellos pudiera tener en ésta para valorar las consecuencias y los beneficios de su mitigación o eliminación. Por ejemplo, que los agentes del mercado prefieran, para cubrirse del riesgo del precio de contado, los contratos bilaterales físicos más que los financieros, puede ser una elección eficiente y lo mismo puede ocurrir respecto a la cobertura de riesgos mediante la integración vertical. Un razonamiento similar se puede realizar respecto a los factores regulatorios mencionados en el Informe. Por ejemplo, respecto a la desaparición de las subastas CESUR, la tarifa de último recurso iniciada al precio diario o los esquemas de retribución de renovables que limitan el incentivo a participar en el mercado financiero. Todas estas causas pueden restar liquidez al mercado a plazo, pero pueden ofrecer ventajas y beneficios que compensen con creces este desplazamiento de liquidez, por ejemplo, fortaleciendo la liquidez en los mercados minoristas, en la contratación bilateral, o evitando posibles comportamientos colusorios.

Por eso NERA, en un informe realizado recientemente a petición de OFGEM para valorar la conveniencia de medidas de intervención en el Mercado en sustitución a las iniciadas en 2014 y derogadas en 2019, afirma lo siguiente: "*Low liquidity is not a market failure that in itself would justify intervention to increase it and may instead be an efficient response to market conditions. The case for intervention to support liquidity would rely on the market's failure to reach an efficient outcome*".³

Como resumen de este apartado, es claro que el mercado a plazo de electricidad MIBEL es poco líquido comparado con otros países. Por lo que pudiera ser conveniente tomar alguna acción para aumentar la liquidez de éste, pero pensamos que hay que obrar con cuidado, no sea que la herramienta elegida tenga más costes que beneficios.

³ NERA Economic Consulting. "GB Wholesale Power Market Liquidity: Options Assessment" Prepared for OFGEM. 16 de diciembre de 2019.

1.2 Sobre la prima de riesgo de los productos con entrega en España en comparación con los productos similares de Francia y Alemania

La propia Consulta comenta que una de las principales conclusiones del Estudio es que la prima de riesgo de los productos con entrega en España es superior a la registrada en la negociación de contratos equivalentes en Alemania o en Francia. Esto nos parece que es, de hecho, la conclusión más fuerte del Estudio en lo que se refiere a los mercados a plazo. Concretamente el Estudio dice *"Así, en España, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y diciembre de 2018, el precio a plazo de los contratos con liquidación mensual fue, en media, un 6% (prima de riesgo) superior al precio de contado finalmente registrado en cada uno de los meses considerados. Por su parte, en Francia y en Alemania, dicha prima de riesgo se situó en media, para el mismo periodo, en un 3,7% y en un 2,8%, respectivamente"*.

En nuestra opinión esto es inexacto e induce a confusión. Vamos a mostrar nuestro punto de vista con los datos del siguiente cuadro:

Cuadro 3: Prima de riesgo española comparada con la alemana y francesa durante distintos periodos

		España	Alemania	Francia
2010-2018	Promedio precios productos mensuales último día del mes	48,12	39,59	45,08
	Promedio precio de contado en el periodo de liquidación mensual	46,63	38,68	43,55
	Prima de riesgo expost	1,49	0,91	1,53
	Prima de riesgo expost respecto al promedio del precio del contado	3,2%	2,3%	3,5%
2010-2013	Promedio precios productos mensuales último día del mes	47,18	44,92	47,97
	Promedio precio de contado en el periodo de liquidación mensual	44,58	44,02	46,70
	Prima de riesgo expost	2,60	0,89	1,27
	Prima de riesgo expost respecto al promedio del precio del contado	5,8%	2,0%	2,7%
2014-2018	Promedio precios productos mensuales último día del mes	48,88	35,33	42,76
	Promedio precio de contado en el periodo de liquidación mensual	48,27	34,41	41,02
	Prima de riesgo expost	0,61	0,92	1,74
	Prima de riesgo expost respecto al promedio del precio del contado	1,3%	2,7%	4,2%

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la página 154 del Estudio.

El cuadro 3 muestra claramente que hay dos periodos distintos en la evolución de la prima de riesgo en la franja de tiempo analizada en el Estudio desde 2010-2018:

- En el periodo 2010-2013⁴ la prima de riesgo española es muy elevada, tanto en Euros como en porcentaje⁵ comparada con las primas de Alemania y Francia.

⁴ Coincidiendo con las subastas CESUR.

⁵ La diferencia entre la prima de riesgo expost con el porcentaje para España del 3,2 % del Cuadro 3 para el periodo 2010-2018 y la prima de riesgo del 6% del Estudio que se considera superior a la de Alemania y Francia y que se utiliza para apoyar las conclusiones del Estudio, obedece básicamente a que en el Cuadro 3 se ha obtenido la prima en porcentaje como la diferencia entre los precios promedio del contrato mensual a final de mes y el precio promedio de contado para el mes de vencimiento de ese periodo, dividida por este último, mientras que el Estudio calcula la media de las primas mensuales. Creemos que la prima, tal y como se calcula en el Cuadro 3, representa la prima de riesgo que (como media anual o esperanza matemática) una empresa hubiera tenido si hubiera comprado un futuro el último día previo a entrar en entrega. El hecho es que existen un par de meses en 2013 con unos porcentajes superiores al 100% y un mes en 2010 con un porcentaje superior al 50% que claramente distorsionan el resultado de comparaciones simples de estadísticos y de una prima de riesgo calculada con el criterio utilizado por el Estudio, considerando la media de los porcentajes mensuales, que pensamos por ese motivo que es incorrecto. Teniendo en cuenta lo observado para estos tres meses, la manera correcta de definir la prima de riesgo y la estructura de su comportamiento, bien haciendo un análisis por etapas, bien utilizando modelos estocásticos adecuados para cada caso, estamos seguros que las primas de riesgo se parecerían a las que se observan en el Cuadro 3 de esta respuesta a la Consulta, lo que nos lleva a pensar que es muy

- Sin embargo, en el periodo 2014-2018 la situación cambia drásticamente siendo la prima de riesgo española muy inferior tanto en Euros como en porcentaje a las primas alemanas y francesas.

En nuestra opinión el Estudio no analiza suficientemente los datos⁶ al hacer los cálculos para el periodo 2010-2018 en su conjunto, y extrae una conclusión que lleva a confusión, precisamente en lo que constituye el argumento central del Estudio. Si la prima de riesgo española de los últimos 5 años es muy razonable comparada con la alemana y francesa, muy probablemente el mercado a plazo de electricidad española se comporta adecuadamente y esto debe hacernos dudar sobre si es conveniente que las autoridades se impliquen normativamente para mejorar su liquidez.

Adicionalmente si el Consejo de Reguladores del MIBEL transmite en sus informes o en sus conversaciones que la prima de riesgo española es alta⁷, se corre el riesgo de estar perjudicando al mercado a plazo, transmitiendo información inexacta, porque, como se ha demostrado, la prima de riesgo española ha sido durante los años 2015-2018 más baja que la alemana o francesa.

dudoso que exista un problema estructural con la prima de riesgo en España. Mas aún, incluso admitiendo el análisis simple del Estudio, si existió tal problema, fue hace más de siete años y puntual (probablemente ligado, como el propio Estudio señala, a una demanda inelástica provocada por las subastas CESUR que dejaron de existir en 2013). No parece tener mucho sentido tratar de arreglar un problema que ya no existe.

⁶ La diferencia entre los dos periodos se puede apreciar a simple vista en el gráfico 24 de la página 103 del Estudio. Resulta un poco sorprendente que en un párrafo de la página 152 del Estudio se diga que en el año 2013 la prima de riesgo española registra un máximo y que en el siguiente párrafo se diga que en el 2015 hubo un cambio de tendencia (en ese año hubo una prima de riesgo negativa) y que el Estudio no analice si puede haber dos periodos distintos o hechos puntuales y específicos (outliers) que expliquen estas diferencias en medias y no imputarlas a características permanentes o estructurales. Conviene comentar aquí que aun quitando los datos del año 2015 (donde en los tres países hubo una prima de riesgo o negativa o muy baja) en el periodo 2014-2018 (sin los datos del 2015) la prima de riesgo española en porcentaje es más baja que la alemana y francesa.

⁷ Por ejemplo en el resumen ejecutivo del estudio página se dice *"De las reuniones mantenidas por el CT MIBEL, a lo largo de 2018, con los agentes participantes en el mercado eléctrico se concluye que, para dichos participantes el hecho de que históricamente los precios a plazo españoles se hayan situado sistemáticamente por encima del precio de contado, y con una prima de riesgo alta, es un factor que desincentiva las posiciones de compra en dichos mercados a plazo, drenando liquidez a los mismos"*. En nuestra opinión en dichas reuniones el CT debería haber dicho que en los últimos cuatro años (2014-2017 puesto que las reuniones se mantuvieron en el 2018) la prima de riesgo española era de 0,61€/MWh y por lo tanto más baja que la alemana y francesa.

2 RESPUESTAS A LAS PREGUNTAS DE LA CONSULTA

2.1 Liquidez del mercado

No tenemos una opinión firme para la primera pregunta porque carecemos de información suficiente. Sólo queremos señalar que el hecho de que la prima de riesgo española en los últimos 5 años del estudio (2014-2018) haya sido más baja que la francesa y alemana puede indicar que el mercado a plazo esté equilibrado (compra y venta parecidos) o con una cierta tendencia a estar dominado por las compras.

La segunda pregunta (*En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?*) nos parece que, tal como está formulada, induce a una respuesta simple y afirmativa y, por ello, pensamos que es una pregunta que podría parecer sesgada o propensa a obtener respuestas erróneas.

La respuesta inmediata y simple a esta pregunta es que todo lo que drena ofertas de venta o compra en el mercado a plazo resta liquidez y esto siempre ocurre en presencia de grupos verticalmente integrados.

Sin embargo, una respuesta completa resulta más compleja. Como el Consejo de Reguladores del MIBEL sabe muy bien, los grupos verticalmente integrados existen en toda Europa. Si esta situación existe en toda Europa y la integración vertical es una forma legítima de cubrir riesgos a lo largo del tiempo y pata toda la cadena de valor de las empresas, la pregunta, en nuestra opinión, debería haberse hecho con carácter más amplio. Por ejemplo, **sería relevante saber si la actuación en el mercado a plazo de los grupos verticalmente integrados en el mercado MIBEL es distinta a la de los grupos de otros países europeos.**

En nuestra opinión, la segunda pregunta, tal como se ha formulado, puede dar lugar a conclusiones, y posteriormente intervenciones regulatorias, que no se corresponden con la situación del mercado MIBEL en este aspecto, respecto a otros países europeos. Si no hay diferencia notable en la actuación de los grupos verticalmente integrados en el mercado MIBEL respecto a la actuación de grupos verticales en otros países europeos, la integración vertical no sería un factor determinante a efectos de liquidez.

2.2 Papel de los creadores de mercado

Con carácter general, entendemos por creadores de mercado (en adelante MM por sus siglas en inglés de *market makers*) a operadores o agentes de mercado que se comprometen a poner simultáneamente, por un volumen y tiempo determinado, ofertas de compra (*bid*) y de venta (*ask*) manteniendo una horquilla, diferencial o *spread* entre los precios de unas y otras. En el ámbito de la UE, el servicio de MM en los mercados de energía se presta fundamentalmente en los mercados *forward* o de productos a plazo y de forma voluntaria. Los costes en que se incurre son básicamente los asociados al riesgo de pérdidas por cumplir con la obligación comprometida y los directos de gestión, operación y control de las ofertas y operaciones casadas. Por ello, la prestación de estos servicios suele ser compensada mediante una determinada retribución. Pero nada garantiza que las ganancias de liquidez generen los beneficios suficientes como para compensar los costes en los que se incurre. El hecho, además, de que costes y beneficios sean soportados por distintos agentes dificulta su comparación y, en muchas ocasiones, hace que introducir la obligación de MM provoque sobre todo desplazamientos de renta entre operadores del mercado, más que ganancias netas en términos de eficiencia. Bajo estas consideraciones,

la Entidad Nacional de Regulación Irlandesa en 2012 primero y en 2017 después, tras estudiar los costes y beneficios de imponer la MMO (obligatoria), entendió en ambas ocasiones que los costes superaban a los beneficios y decidió no imponerla.⁸

Por tanto, en nuestra opinión sobre este apartado de la Consulta es que faltarían algunas preguntas adicionales: **¿Qué entidades deberían pagar a las entidades que actúan como MM?** O mejor aún: **¿Estaría usted dispuesto a pagar a las entidades que actúan como MM?, ¿Cuál considera que sería la remuneración correcta para los MM? ¿y con cuánto estaría su empresa dispuesta a contribuir a dicha remuneración?** Sin estas preguntas y sin estas respuestas para considerar costes y beneficios, entendemos que la Consulta resulta incompleta.

Adicionalmente, la Consulta no considera dos temas que, sin embargo, nos parecen relevantes.

En primer lugar, **hay que dilucidar en qué submercado deberían actuar los MM en el caso de que hubiera un programa de MM obligatorios para el MIBEL.** Para tratar este tema veamos el siguiente cuadro:

Cuadro 4. Dónde se encuentra la liquidez en el mercado MIBEL⁹

	OMIP Mdo	EEX Mdo	Total Exchanges	Total OTC	Total OTC+Mdos
2019	7.401.711	5.816.105	13.217.816	221.381.742	234.599.558
2020	8.632.382	7.390.708	16.023.090	232.463.506	248.486.596
% Cuota 2020	3,5%	3,0%	6,4%	93,6%	100,0%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, EEX y la CNMC

Como se puede apreciar en el cuadro 4, la liquidez del mercado MIBEL está en los brokers que gestionan el mercado OTC. Si se quisiera favorecer a alguno de los mercados organizados (OMIP y EEX) las medidas de intervención adoptadas para ello no serían eficientes ya que ninguno de ellos llega al 4% de cuota. Además, estas medidas adolecerían de problemas de competencia y podrían ser consideradas ayudas de Estado bajo la legislación de la Unión Europea y por tanto ser recurridas. Es necesario recordar además que ambos mercados organizados (OMIP y EEX) ya tienen implantados programas voluntarios y remunerados, por los propios mercados organizados, de MM, y esto no ha dado lugar a incrementos de liquidez en la totalidad del mercado MIBEL, ni a desarrollar la propia liquidez de estos mercados, dado que ésta se ha seguido concentrando, como se observa en el cuadro, en el OTC.

Por consiguiente, pensamos que, en todo caso, si hubiera un programa de MM obligatorio en MIBEL, la obligación debería poder cumplirse **en cualquier plataforma de mercado, incluidas las de los brokers** del mercado OTC. Es más, al ser el que se está mostrando preferido por los agentes del mercado, la elasticidad, en términos de liquidez, a cualquier medida regulatoria, será superior en este segmento del mercado. Tengamos en cuenta, además, que, desde la vigencia de EMIR, la transparencia en los mercados es muy similar. Asimismo, a través de los resultados de las notificaciones de EMIR y REMIT, las

⁸ SEM Decision Paper SEM -12-002 de 1 de febrero de 2012 y SEM Decision Paper SEM- 17-015 de 16 de marzo de 2017

⁹ No se incluyen subastas en OMIP ya que en ese caso las autoridades condicionan el lugar de ejecución. En el Cuadro 4 sólo están transacciones en las que libremente ambas contrapartidas eligen el lugar de ejecución de la transacción.

autoridades dispondrían de la información necesaria para monitorizar y asegurarse del cumplimiento de las obligaciones de los MM, en el caso de que existiese un eventual programa de MM obligatorios.

Como ya hemos comentado, administradores de mercados organizados que presten servicios en exclusividad pueden concentrar la liquidez en una determinada plataforma, pero evitan que la competencia entre distintas plataformas genere eficiencia en la gestión de los costes asociados a los servicios prestados. Si la liquidez creada no es suficiente para compensar los costes, la intervención para mejorar la liquidez resultará ineficiente.

En segundo lugar, al cumplirse la obligación mediante contratos a plazo, existe un riesgo de contrapartida que conduce ineludiblemente a la elección de una cámara de contrapartida (CCP). Por tanto, adicionalmente, **hay que dilucidar en que cámara de contrapartida deberían registrarse las operaciones de los MM en el caso de que hubiera un programa de MM vigente en MIBEL**. Para analizar esta cuestión, vamos a presentar un nuevo cuadro:

Cuadro 5: Dónde se liquidan las operaciones a plazo en el mercado MIBEL

	OTC Bilateral	Total CCP OMIClear OMIP+OTC	Total CCP ECC	Total BME CLEARING	Total OTC+Mdos
2019	24.145.870	33.200.317	150.849.122	26.404.249	234.599.558
2020	7.144.145	27.079.619	186.490.661	27.772.171	248.486.596
% Cuota 2020	2,9%	10,9%	75,1%	11,2%	100,0%

Fuente: elaboración propia¹⁰ a partir de datos de OMIClear, ECC, la CNMC y los propios datos de BME CLEARING

El cuadro 5 muestra que ECC (la CCP alemana) es la cámara de contrapartida dominante, mientras OMIClear y BME CLEARING tienen un papel más modesto.

Observando los datos de los cuadros 4 y 5, y como ya hemos comentado, si se quisiera implantar un programa obligatorio de MM en el mercado MIBEL, el sistema eficiente sería aquel que permitiera que la negociación se realizase en las plataformas de negociación gestionadas por los brokers para que, con toda probabilidad, las operaciones fueran a registrarse en la cámara alemana.

Parece chocante que un programa de MM hecho obligatorio por la regulación del MIBEL beneficie sobre todo a los brokers y a una CCP que no es ni portuguesa ni española y que ni siquiera está supervisada por el Consejo de Reguladores del MIBEL.

La observación de los cuadros 4 y 5 permite también otra reflexión: En el mercado MIBEL hay competencia, a diferencia de otros mercados europeos, tanto en los mercados organizados, como en los brokers¹¹ y en las cámaras de contrapartida. Esta competencia no es cómoda para las entidades que competimos en atraer operaciones a nuestra infraestructura, pero es buena para los clientes, que tienen variedad donde elegir y la seguridad de que actúan en un mercado eficiente. Pensamos que esta

¹⁰ A los volúmenes negociados del cuadro 4 se ha sumado el Trade Registration de OMIClear (25.799 GWh en 2019 y 18.447 GWh en 2020 respectivamente) y en el Trade Registration de ECC (145.033 GWh y 179.100 GWh respectivamente). De nuevo, no se tienen en cuenta datos de subastas.

¹¹ Aunque hay más brokers, en la práctica son tres los que dominan el mercado MIBEL.

competencia debería también llevarse a un eventual programa obligatorio de MM y en ningún caso otorgárselo a una entidad (mercado o cámara de contrapartida) de forma arbitraria o discrecional.

Esta práctica, además, es la que se sigue actualmente en el MIBEL. La negociación principal se hace en los brokers y en cuanto a la cámara (el cuadro 5 y el propio Estudio demuestra que más del 90% de la operativa dominante, la operativa OTC, va a una de las tres CCP) se elige mediante acuerdo de las dos contrapartidas. Entendemos que los posibles MM operan ya en las tres CCP y no tendrían problemas para cumplir su obligación en cualquiera de ellas.

Como conclusión, en el caso de que se implementase un programa obligatorio de MM en MIBEL, este programa debería dar libertad a los MM elegidos o voluntarios para que operasen en el mercado organizado o en el bróker que quisieran y en lo referente a la CCP, debería ser la entidad contrapartida del MM la que eligiese la CCP. En el caso de que se optase por otorgar a una CCP discrecionalmente el registro exclusivo de estas operaciones, estas medidas de nuevo adolecerían de problemas de competencia y podrían ser consideradas ayudas de Estado bajo la legislación de la Unión Europea y por tanto ser recurridas.

2.3 Subastas grupos integrados

En términos generales, los grupos integrados ofrecen una cobertura a la volatilidad del precio spot de corto plazo, pero quedan sujetos a la volatilidad del precio de largo plazo, al riesgo de obsolescencia de tecnologías que fueron elegidas cuando tenían valor económico (vg: las plantas de generación de carbón) o a costes impuestos por cambios en la regulación, no previstos en el momento de invertir. Ciertamente, la cartera de activos y contratos de los operadores verticalmente integrados es más amplia y diversa que la de operadores no integrados, pero esto necesariamente no implica que su gestión sea ineficiente. Cuando, como ocurre en los mercados de energía, los contratos a largo plazo tienen riesgo de precio, tecnología y regulación, la integración vertical puede ser una solución eficiente que ayude al descubrimiento de precios en plazos más cortos mediante ofertas de compra y venta para la optimización del binomio rentabilidad-riesgo en la cartera del grupo integrado.

Es necesario recordar en este punto, que los grupos integrados existen en todos los países europeos de nuestro entorno, y que no sólo son las compañías grandes las que se desarrollan como grupo integrados, también existe esta integración en compañías de tamaño mediano y pequeño.

La experiencia de las *virtual power plants (VPP)*, tanto en España como en otros países europeos, aunque ha podido ayudar a la aparición de nuevos agentes en el despegue de los mercados, una vez que estos han evolucionado, muestra que sus ventajas van languideciendo y sus peligros (por ejemplo, de provocar posibles colusiones de demanda y movimientos artificiales de precio) aumentan. En fin, no consideramos que establecer nuevamente un mecanismo de subastas de VPPs sea adecuado para, en estos momentos, ganar en la liquidez que se busca para los mercados a plazo.

En nuestra opinión, hay que tener mucho cuidado con las subastas. El cuadro 3 demuestra que en el periodo 2010-2013, cuando había subastas CESUR, la prima de riesgo del producto a plazo MIBEL fue sustancialmente mayor que en el periodo 2014-2018 en el que no hubo subastas.

El propio Estudio corrobora esta afirmación; así en la página 130 se dice "*De acuerdo con el análisis de regresión, un incremento del 1% en el porcentaje del volumen subastado en CESUR y en OMIP*

*(incremento en torno a 286 MW en el volumen subastado) se habría reflejado en un incremento de 0,23 €/MWh de la prima de riesgo*¹².

Finalmente, estos eventuales productos subastados podrían ser susceptibles de registrarse en una CCP para gestionar el riesgo de contrapartida. **En el caso que se tomase la decisión de hacer un programa de subastas, se debería hacer un concurso para la elección tanto de la entidad gestora de la subasta como de la CCP donde se registrasen estas operaciones.**

2.4 Mecanismos específicamente orientados a renovables

Una de las áreas en las que la complementariedad del apoyo público y el funcionamiento eficiente de los mercados va a ser más difícil de articular, pero que resulta vital para la recuperación económica y para la transición verde, es la de conectar la cobertura pública de riesgos a largo plazo (quince y veinte o más años) con la localización eficiente de riesgos a corto plazo, según estos se gestionen en los mercados *forward*, *spot* y, ya en tiempo real, de desvíos o desbalances.

Sin entrar en describir posibles maneras de hacer compatible el apoyo público a la cobertura de riesgos a largo plazo con la gestión eficiente de riesgos en mercados *spot* y a plazo, la cobertura de los primeros resulta fundamental para la movilización de los recursos privados necesarios para abordar las inversiones que la transición ecológica demanda. Pensamos que los procedimientos de apoyo a la contratación que se van incluyendo en la nueva regulación como forma de avanzar en los objetivos que a nivel europeo establece el Pacto Verde y, a nivel español, el PNIEC, si se desarrollan e implementan adecuadamente mejorarán sustancialmente la liquidez del MIBEL. En los próximos años, mediante subastas, se incorporarán unos 3.000 MW/año de generación renovable en España. Según la exposición de motivos del RDley 23/2020: *"En el periodo 2020-2022 el parque renovable deberá aumentar en aproximadamente 12.000 MW y para el periodo 2020-2025 en el entorno de 29.000 MW, de los que aproximadamente 25.000 MW corresponden a tecnología eólica y fotovoltaica."* Estas nuevas instalaciones quedarán bajo contratos con garantías públicas en algunos casos y a precio de mercado en otros (como contratos por diferencias), pudiendo acogerse los compradores, según los casos, a las garantías del FERGEI creado en Real Decreto Ley 24/2020.

Tal y como expusimos en las alegaciones al Proyecto de RD que creaba el FERGEI, pensamos que una gestión eficiente de riesgos por los titulares de carteras de contratos o por quienes asuman los riesgos de éstos, implica tener la posibilidad de cerrar o abrir posiciones mediante contratos compensados en entidades de contrapartida central con contratos financieros con vencimiento entre el mes y los años a que alcance la cotización de estos productos en los mercados a plazo. Extender los servicios de compensación hasta horizontes de 10 y 15 años, con las garantías suficientes, sería muy conveniente

¹² Esta regresión va contra la lógica económica (a mayor oferta menores precios) salvo que exista una especie de colusión implícita. Lo que pensamos que ocurrió en las subastas CESUR es que las entidades que pensaban vender en dichas subastas compraban previamente (se cubrían) la energía a plazo que iban a vender en la subasta. Este era un comportamiento común y que ocurría en el mismo plazo anterior a la subasta. Como muchas entidades habían hecho lo mismo, ninguna de ellas quería vender por debajo de su precio de compra (que era semejante para muchas entidades). Este comportamiento conjunto llevó, según esta hipótesis, a un aumento de la prima de riesgo española cuando las subastas CESUR estaban vigentes.

para compatibilizar los apoyos públicos con una gestión eficiente de riesgos y conseguir una colaboración público-privada eficaz para cubrir los objetivos de inversión de la transición ecológica.

En todo caso y por las razones expuestas en puntos anteriores, BME CLEARING piensa que las subastas iniciales **deberían organizarse por entidades prestadoras de servicios asignadas mediante un proceso o concurso y según las reglas de competencia en la contratación pública.**

2.5 Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

En este apartado no estamos de acuerdo con las siguientes afirmaciones de la Consulta: *"Teniendo en cuenta que algunos agentes del sector eléctrico no reúnen –debido a su reducido tamaño– los requisitos legales, técnicos y operacionales necesarios para acceder directamente al mercado a plazo y a las respectivas Cámaras de Contrapartida Central del MIBEL y pretenden efectuar coberturas de riesgo por debajo de los volúmenes definidos para los contratos estandarizados el CR MIBEL considera que la existencia de más entidades financieras y/o agregadores de liquidez permitiría el acceso y la participación de más agentes del sector eléctrico en el mercado a plazo del MIBEL, lo que aumentaría la liquidez de dicho mercado".*

BME CLEARING ha sido especialmente activo en facilitar el acceso de operadores de pequeño tamaño a los mercados a plazo y a los servicios de cámara. Durante el año 2020 han registrado operaciones a plazo 96 entidades pequeñas en nuestra CCP. Por eso consideramos que, si al menos 96 entidades pequeñas han operado a plazo en un año, no existe un problema para la participación en el mercado a plazo de agentes de menor tamaño.

En BME CLEARING se han listado contratos de un nominal de 0,1 MWh a petición de entidades pequeñas y sin embargo su uso ha sido modesto. Lo que sí ocurre con las entidades de menor tamaño es que piden a los brokers cantidades más pequeñas que los volúmenes habituales de negociación. Por ejemplo, en los productos mensuales los volúmenes habituales de negociación son de 5 MWh o 10 MWh y estas entidades pueden llegar a pedir cotización por un 1 MWh.

La figura del agregador en la contratación a plazo no es sencilla de implementar, pues requiere que todos los agentes (pequeños) respondan solidariamente de los riesgos de los demás. Cualquier mecanismo de responsabilidad compartida debe implementarse a través de las garantías prestadas mediante los miembros compensadores.

Las instituciones financieras operan por interés estratégico y por interés económico. Consideramos que es trabajo de las CCP conseguir suficientes instituciones financieras que, actuando como miembros compensadores, den servicio de *'clearing'* o liquidación a sus clientes. Recientemente una institución financiera que prestaba este servicio de *'clearing'* a los clientes de una CCP competidora de BME CLEARING ha dejado de prestar este servicio, bien porque la institución financiera ha cambiado sus objetivos estratégicos o porque no le resultaba suficientemente rentable ese negocio. En todo caso, es un trabajo de las CCP conseguir instituciones financieras que puedan dar este servicio a operadores de escaso tamaño, y no vemos las ventajas de una intervención regulatoria en este sentido.

2.6 Cursos y seminarios sobre los mercados a plazo

BME CLEARING siempre ha estado muy interesado en difundir la existencia del mercado a plazo de electricidad, así como su utilidad para hacer coberturas, y de hecho ha sido especialmente activo desde el principio en este objetivo. En concreto, desde el año 2012 una empresa del grupo, el Instituto BME, ha realizado 15 cursos sobre mercados a plazo de electricidad con un total de 807 asistentes y 275 empresas que han enviado a empleados suyos a asistir a estos cursos. En estos cursos, de un día de duración, se ha procurado que en las explicaciones de los diversos aspectos se incluyan como docentes operadores y agentes del mercado. En total han participado 25 empresas como impartidores de estos cursos de formación.

El Instituto BME cuenta una sede central en el edificio de la Bolsa de Madrid, totalmente preparada para alojar cursos que requieran el uso de las últimas tecnologías, y también organiza cursos online y en otras sedes, incluyendo la formación en sede de clientes.

A continuación, en el siguiente cuadro se muestra el resumen de los cursos realizados hasta la fecha en relación con los derivados de energía:

Cuadro 6: Relación de cursos organizados por el Instituto BME sobre el mercado a plazo de MIBEL.

Edición	Fecha	Empresas ponentes	Personas asistentes	Empresas asistentes
1ª Edición	13/03/2012	4	51	31
2ª Edición	29/05/2012	5	33	19
3ª Edición	12/06/2021	5	50	34
4ª Edición	12/12/2012	5	43	25
5ª Edición	09/04/2013	5	54	30
6ª Edición	28/10/2013	5	39	31
7ª Edición	04/11/2014	6	61	30
8ª Edición	03/02/2015	6	68	38
9ª Edición	28/20/2015	6	58	27
10ª Edición	19/04/2016	6	59	26
11ª Edición	21/03/2017	5	66	36
12ª Edición	19/06/2017	5	58	37
13ª Edición	21/11/2018	6	56	23
14ª Edición	18/06/2019	7	77	39
15ª Edición	17/12/2020	6	34	13
		Total Empresas ponentes	Total personas asistentes	Total Empresas que han asistido
	Total ediciones 15 del 2012 al 2020	25	807	275

Fuente: Instituto BME

Creemos que los cursos han sido todo un éxito considerando tanto el número de empresas que han participado como ponentes o enviando a sus empleados, así como el número de asistentes, y la puntuación de los cursos dada por estos. **Pero sobre todo pensamos que han contribuido enormemente a la divulgación de la existencia y características del mercado a plazo de**

electricidad¹³ y cómo se puede utilizar para hacer coberturas. Sin embargo, el Instituto BME puede no llegar a toda su audiencia. Por este motivo, el Instituto estaría encantado en colaborar con el Consejo de Reguladores del MIBEL para participar en cualquier iniciativa que éste tenga con fines divulgativos del mercado a plazo de electricidad.

Pensamos que la organización de cursos para divulgar los fundamentos, las técnicas, las instituciones, la regulación y las herramientas de la contratación a plazo es básica para mejorar la liquidez de los mercados y facilitar a nuevos entrantes su incorporación a los mismos. La amplia experiencia del Instituto BME en la formación y divulgación de títulos y cursos relacionados con la gestión de riesgos y con los mercados financieros pueden ser de gran ayuda para apoyar la incorporación de nuevos operadores y agentes en los volúmenes que el desarrollo del PNIEC va a reclamar en los próximos años. Aunque BME ha realizado toda su actividad de formación sin ayuda pública alguna, como ya se ha indicado, estaría encantada de contar con algún apoyo o colaboración que pudiera multiplicar el alcance de lo conseguido.

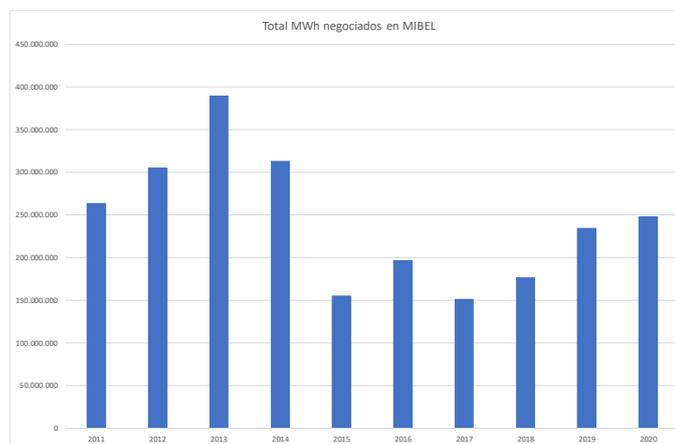
¹³ En los primeros años en los que se impartieron los cursos, este mercado era un completo desconocido.

3 OTRAS MEDIDAS ENCAMINADAS A INCREMENTAR LA LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO DE ELECTRICIDAD EN MIBEL NO COMENTADAS EN EL ESTUDIO

3.1 Hay que procurar mantener estabilidad regulatoria

El Consejo de Reguladores del MIBEL ha tenido siempre la amabilidad de invitar a BME CLEARING cuando ha querido pulsar la opinión sobre el mercado MIBEL. Siempre hemos comentado que lo primero que hay que hacer es **tener estabilidad regulatoria**.

Gráfico 1. Total MWh negociados en MIBEL



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Trayport y la CNMC

En cuanto a volumen, claramente el año 2012 (305 TWh) y el año 2013 (390 TWh) son los años de mayor liquidez en MIBEL. Sin embargo, la decisión de la CNMC de no validar la subasta CESUR celebrada en diciembre de 2013 y la posterior del Gobierno de acabar súbitamente con las subastas, dio un golpe muy fuerte a la actividad a plazo del mercado MIBEL. Muchos agentes que tenían posición a plazo para venderla en la subasta CESUR de diciembre de 2013, y muy posiblemente en las previstas del 2014, se vieron obligados a deshacerse lo antes posible de dicha posición¹⁴, en ocasiones con fuertes pérdidas. Muchos agentes extranjeros, ante la rapidez y sorpresa de las decisiones de las autoridades españolas decidieron abandonar el mercado MIBEL¹⁵. Tenemos conocimiento directo de muchas compañías que no están dispuestas a arriesgarse a operar en España debido a esta inseguridad regulatoria en el ámbito de la energía. Estos participantes que se van, en su mayoría, no vuelven o es muy difícil recuperarlos

¹⁴ Esto se ve claramente en la evolución de los volúmenes del 2014. Durante el primer semestre de 2014 el volumen negociado fue 174.496 GWh y durante el segundo semestre de 2014 el volumen negociado fue 112.953 GWh, un volumen parecido al del 2015.

¹⁵ Esto se reconoce, aunque con un análisis un poco distinto, en la página 148 del Informe.

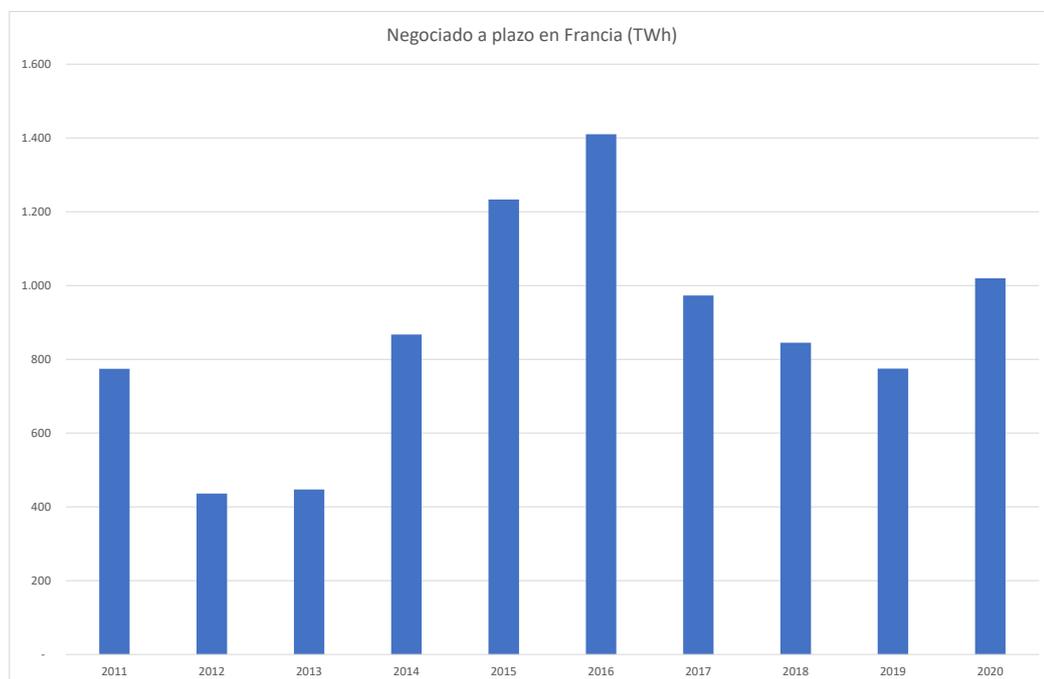
porque asignan un riesgo regulatorio/país al mercado MIBEL y es casi imposible quitar esta etiqueta. El daño reputacional es difícil remediarlo.

Las autoridades tienen que intentar garantizar una estabilidad regulatoria que dé confianza al mercado, sobre todo a plazo y, teniendo en cuenta que la negociación en derivados, a raíz del incremento de proyectos relacionados con parques de energías renovables y su financiación (los *PPA, power purchase agreements*), ha ampliado su horizonte temporal hasta los siguientes diez o más años, hacer los cambios regulatorios avisando con tiempo a los participantes. Deben considerar además que sus decisiones pueden afectar a los precios del mercado a plazo de los contratos con posición abierta para los próximos años.

3.2 Hay que copiar experiencias exitosas en otros países y en general equiparar lo máximo posible la regulación energética del MIBEL con la de otros países

En nuestra opinión para implementar medidas con alta probabilidad de éxito hay que analizar detenidamente las experiencias de países que han conseguido tener un mercado a plazo de electricidad más líquido que el nuestro, tratando de identificar aquellas que se pueden copiar o adaptar.

Gráfico 2: Volumen negociado a plazo en Francia (TWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Trayport.

El gráfico 2 muestra que el mercado francés ha tenido un gran crecimiento desde los volúmenes reducidos que observó en 2012 y 2013 (de aproximadamente su consumo anual), alcanzando volúmenes superiores a dos veces su consumo anual. En cambio, como muestra el gráfico 1, el volumen español ha

tendido a decrecer. Sería interesante analizar qué medidas, si es que se tomaron algunas, tomaron las autoridades francesas para aumentar el volumen a plazo en su mercado, y hacer el mismo análisis en otros países. Una vez analizadas las medidas exitosas, si es que las hubo, se trataría de replicarlas.

En esta línea, pensamos que en el Estudio podrían haberse considerado otras experiencias europeas que hubieran añadido valor a la comparación internacional. Por ejemplo, el Reino Unido e Italia.

El caso del Reino Unido es especialmente interesante. OFGEM introdujo en 2014, bajo la Secure and Promote License (S&P), que en su origen afectaba a seis compañías (The BIG Six), una obligación de Market Maker (MMO). Tras fusiones, adquisiciones y retiradas del mercado en los años siguientes, estos seis MMO se redujeron y, tras varias consultas y consideraciones, OFGEM decidió retirar la obligación en noviembre de 2019. Actualmente está estudiando si introducir o no nuevas medidas y, si se introducen, de qué tipo (vg: MM obligatorios o mediante un proceso de subasta). La obligación, mientras estuvo vigente, se podía cumplir tanto en mercados OTC como en mercados organizados.

El caso de Italia resulta también interesante porque hay características regulatorias y estructurales en el mercado que parecen más semejantes al nuestro que las de los casos de Francia o Alemania. Por ejemplo, la cultura de los agentes y la integración vertical de los operadores dominantes (del operador dominante en el caso italiano). Parece interesante que en ambos mercados haya habido, en 2018 y 2019, un relevante incremento de liquidez en los contratos PPAs de largo plazo.

Finalmente, conviene analizar si determinados aspectos del mercado del contado pueden condicionar la negociación a plazo. Por ejemplo, es claro que la tarifa regulada resta liquidez al mercado a plazo ya que los comercializadores de último recurso no tienen la necesidad de hacer coberturas. Si únicamente pudiesen acogerse a la tarifa regulada personas con bajos recursos, la parte del consumo acogida actualmente en la tarifa regulada pero que no tienen bajos recursos, tendría que ir al mercado libre y eso tendría un efecto positivo en la liquidez del mercado a plazo. Adicionalmente, el sistema del Pool no es el habitual en Europa. Quizás conviene estudiar si esto tiene un efecto en la liquidez del mercado a plazo.

3.3 Hay que traer más energías renovables al MIBEL

Las energías renovables tienen la virtud de ayudar a luchar contra el cambio climático. Además, desde el punto de vista de la liquidez de los mercados a plazo, restan poder de mercado a los operadores dominantes, abaratan el coste del mercado diario y hacen aumentar la volatilidad de los precios en el mercado spot de electricidad. Esta última virtud es especialmente interesante para los mercados a plazo. Cuanta más volatilidad exista en un mercado, mayor será su liquidez.

3.4 Hay que intentar atraer nuevos participantes

Como ya hemos mencionado, las medidas de intervención en favor de la liquidez pueden, aunque pensamos que no siempre, favorecer la incorporación de nuevos entrantes, pero lo que es seguro, bajo cualquier circunstancia, es que la aparición de nuevos entrantes conduce siempre y necesariamente a una mayor liquidez en unos u otros segmentos del mercado. Por ello pensamos que, en estos momentos, dadas las características del MIBEL y los objetivos establecidos por el PV y por el PNIEC en particular,

aparecerá más liquidez si se facilita la incorporación de nuevos agentes, tanto por el lado de la generación (básicamente renovable) como por el lado de la demanda (autoprodutores, agregadores, gestores de almacenamiento, etc..) que mediante la implementación de medidas regulatorias específicas para forzar una mayor liquidez bajo la estructura y condiciones actuales del MIBEL. Creemos que resultará más efectiva una regulación mirando hacia el futuro (nuevas inversiones, nuevos contratos, nuevos agentes...) que mirando hacia el pasado (interviniendo para generar liquidez bajo antiguas condiciones del mercado).

3.5 Hay que fomentar las interconexiones con Francia

Las interconexiones con Francia pensamos que son fundamentales para la liquidez de los mercados a plazo, ya que traerán una mayor correlación con los mercados europeos. Bien es cierto que, según comenta el Estudio, esta correlación ya se está incrementando. Esta mayor correlación entre el precio a plazo de la electricidad española y el precio a plazo de la electricidad francesa y europea traerá por una parte actividades de arbitraje (que aumentarán la liquidez en ambos mercados) y por otra parte la posibilidad de que los agentes se cubran, de manera imperfecta, pero en un mercado más líquido, con los contratos a plazo europeos y especialmente franceses.

Como ya hemos comentado, el hecho de que Alemania tenga un sistema muy interconectado y en el centro de Europa, a diferencia del MIBEL, puede tener una influencia sobre las diferencias de liquidez de los mercados a plazo alemán y MIBEL mayor que la que pudiera tener el contar con un mix de generación relativamente similar. Tengamos en cuenta que los precios alemanes sirven como referencia y pueden utilizarse como subyacente para coberturas en diferentes mercados europeos (Austria, Países Bajos, Francia, Italia, Hungría y algún otro).

3.6 Otros aspectos

3.6.1 Sobre la competencia en los servicios de mercado

Los servicios de mercado que prestan las plataformas de contratación y las entidades de contrapartida central son, por ejemplo, los de descubrimiento de precio mediante la reducción de spreads oferta-demanda en los mercados a plazo, transparencia en los procesos de formación de ofertas, demandas y precios, ejecución de contratos, liquidación, novación, gestión de garantías, compensación, concentración de liquidez mediante subastas, etc... La prestación de estos servicios conlleva unos costes que cuando se someten a las reglas de competencia ganan en eficiencia. Por eso pensamos que cualquier intervención pública para facilitar que estos servicios se presten en régimen de exclusividad deberían justificarse considerando las ganancias asociadas a la liquidez ganada y las pérdidas de eficiencia en la gestión de sus costes provocadas por esta exclusividad. En las condiciones actuales de liquidez del MIBEL, pensamos que favorecer a unos prestadores de servicios frente a otros carece de justificación desde el punto de vista de los costes y beneficios que provoca para el mercado en su conjunto. En todo caso, si la opción fuera por un proveedor de servicios de mercado o administrador en exclusiva, un proceso de subasta o concurso para identificar este, permitiría revelar los costes mínimos que en estos momentos se podrían obtener y reducir las pérdidas de eficiencia.

3.6.2 Sobre la transición ecológica y los mercados a plazo.

El Pacto Verde de la Unión Europea, anunciado en diciembre de 2019, y el Plan de Recuperación post Covid 19 (Presupuesto Largo Plazo + NextGenerationEU), finalmente aprobado en diciembre de 2020, van a suponer un marco de actuación muy diferente al existente en los mercados de energía en las últimas décadas. En coordinación con ellos, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) español prevé para los próximos diez años inversiones de más de 240.000 millones de € destinadas básicamente a la eficiencia de edificios, generación mediante renovables y redes y electrificación.

España espera recibir unos 140.000 millones de €, la mitad en subvenciones directas entre 2021 y 2023, y el resto en créditos, bajo condiciones favorables en los próximos seis años. Estos fondos se movilizarán mediante los denominados Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) promovidos mediante colaboración público-privada.

Alcanzar estos objetivos va a requerir una movilización sin precedentes de recursos y capacidad de gestión que, en el caso de proyectos relacionados con la transición energética, afectarán a generadores, consumidores, entidades financieras y servicios de apoyo (consultoría, gestión de fondos, brokers, plataformas de mercado, entidades de contrapartida, etc...). Instrumentalmente este elevado volumen de inversión llegará a los mercados mediante créditos y subvenciones públicas, créditos del sector financiero y también, aunque en menor medida, mediante aportación de recursos propios. Toda esta financiación se orientará a inversiones en nuevos activos, a la organización de nuevas actividades y al uso de nuevas tecnologías aplicadas a los servicios energéticos. Los recursos financieros movilizados irán destinados a activos con un periodo de recuperación largo y sometidos a riesgos de mercado, de obsolescencia tecnológica y de incertidumbre regulatoria. Su sostenibilidad en el tiempo requerirá, además del suministro inicial de fondos para su puesta en marcha, algún tipo de aseguramiento o cobertura pública (vg: garantía sobre niveles de precio previamente determinados) para cubrir los riesgos de precio y obsolescencia a lo largo de la vida útil de los activos. Este apoyo público deberá ser compatible con el funcionamiento de los mercados financieros y a plazo, de manera que estos complementen los objetivos políticos y faciliten las decisiones eficientes de los agentes económicos.

BME CLEARING espera encontrar el marco regulatorio adecuado para que su experiencia acumulada durante más de treinta años, la estrecha colaboración mantenida con sus seis Miembros Compensadores, y el refuerzo en sus recursos propios y fondos de garantía puedan ponerse en valor en todo este proceso de transición y ofrecer sus servicios a lo largo de toda la curva y para todos los agentes, tradicionales y nuevos entrantes, interesados en cubrir sus riesgos de precio.¹⁶

¹⁶ Por ejemplo, BME CLEARING está muy interesada en abrir un proceso de reflexión con sus Miembros Compensadores y Clientes para explorar las condiciones regulatorias e institucionales que permitirían extender el horizonte de la curva forward al que se ofrecen servicios de compensación hasta el Cal+10.

4 CONCLUSIONES – RESUMEN EJECUTIVO

- Estamos de acuerdo con el Estudio en que el mercado a plazo del MIBEL es pequeño comparado con otros países (véase el cuadro 1 en nuestro apartado 1.1).
- Al contrario de lo que dice el Estudio, la prima de riesgo del producto MIBEL es más pequeña que la alemana y francesa en el periodo 2014-2018 (véase el cuadro 3 en nuestro apartado 2.1). Esto puede indicar que el mercado MIBEL, aunque no es especialmente líquido, es igual de eficiente que otros mercados como el francés o el alemán.
- Aunque es laudable el intento de las autoridades de conseguir más liquidez en el mercado, hay que tener en cuenta que conseguir mayor liquidez mediante intervención en el mercado no siempre resulta eficiente. Es importante considerar los costes y beneficios para cada mercado y para cada tipo de intervención antes de decidir si intervenir o no y mediante qué herramientas o instrumentos.
- En particular, dada la liquidez, estructura y composición del mercado español y ante las necesidades de nuevos operadores, contratos y transacciones que la implantación del Pacto Verde europeo y el desarrollo del PNIEC van a demandar de los mercados de electricidad y gas en los próximos años, nos parece más adecuado concentrarse en que los mercados a plazo faciliten la incorporación de los nuevos entrantes que promover de nuevo medidas cuya efectividad está lejos de conocerse con precisión. La estabilidad regulatoria, en lo que afecta a los mercados a plazo, nos parece fundamental para ello.
- En todo caso, si el Consejo de Reguladores decidiera intervenir en el mercado mediante medidas de fomento a la liquidez, pensamos que concentrar estas medidas en una única plataforma o en una única entidad puede añadir menos beneficios al conjunto del mercado que los costes que genere. Opinamos que la competencia en la prestación de estos servicios o, cuando resulte conveniente, la realización de concursos para asignar el prestador (p.ej. para la organización de subastas para renovables, para la gestión de garantías o los servicios de clearing) mediante un proceso de subastas o tendering sería lo más conveniente.
- En línea con lo anterior y en el caso de intervenir para obligar a prestar el servicio como MMs a determinados agentes, regulando sus parámetros (spreads máximos, compensación por costes incurridos, normas para retirada ante movimientos rápidos de precio, etc...), pensamos que favorecer a una plataforma frente a las demás para concentrar la mayor liquidez en esa plataforma, dada la preferencia de los operadores por las transacciones en las plataformas OTC de los brokers, provocará unas ganancias en liquidez, transparencia y eficiencia en precios que serían relativamente escasas y no llegarían a compensar los costes que provoca. Por esto, opinamos que los MMs deberían ser voluntarios. En caso de ser obligatorios, esta obligación se debería poder cumplir en cualquier plataforma o mercado, incluyendo los brokers del mercado OTC¹⁷.
- Asimismo, en el caso de que existiera un programa obligatorio de market makers, los agentes que cruzasen con los MMOs, como consecuencia de dicho programa, deben poder elegir la CCP en la que registrar la operación. Esta actuación llevará a una mejor gestión de garantías de los agentes y

¹⁷ Para un análisis más detallado véase el apartado 2.2 de esta respuesta a la Consulta.

a una competencia entre las CCP que será buena para ellos. A la vez no se provocaría una discriminación entre las CCP que compiten para el mercado MIBEL¹⁸.

- Es importante no tomar medidas que adolezcan de problemas de competencia y/o que puedan ser consideradas ayudas de Estado bajo la legislación de la Unión Europea.
- No creemos que se requieran medidas especiales para promover mecanismos de subastas tipo VPPs. Como demostraron estas subastas en su día y las subastas CESUR, se pueden provocar efectos perversos que finalmente lleven a realidades muy distintas a las pretendidas (véase el apartado 2.3).
- Tampoco creemos en mecanismos eficaces para la agregación de pequeños agentes a efectos de garantías, o mecanismos orientados a la promoción de renovables, diferentes a los ya existentes (aunque algunos se encuentren en período de desarrollo e implementación).
- BME CLEARING ha logrado traer al mercado a plazo MIBEL a muchos agentes pequeños. En nuestra opinión, los agentes pequeños pueden acceder al mercado MIBEL y las autoridades deben dejar competir a las tres CCP que atienden dicho mercado¹⁹.
- La formación debe jugar un papel fundamental en la reducción de costes de transacción, implementación de la nueva regulación e incorporación de nuevos agentes y contratos. El grupo BME tiene una gran experiencia en cursos dirigidos a nuevas entidades para que accedan al mercado MIBEL y estaría encantado en colaborar con el Consejo de Reguladores del MIBEL para seguir dando este tipo de formación (véase el apartado 2.6).
- Asimismo, consideramos que mantener en el tiempo estabilidad regulatoria sería la manera más eficaz de contribuir a mejorar la liquidez en el mercado a plazo del MIBEL, haciendo los cambios regulatorios imprescindibles con tiempo suficiente (predictibilidad) para adaptar las posiciones de todos los agentes con las menores pérdidas posibles, a la vez que tender a eliminar las particularidades españolas para asemejar lo máximo posible la regulación española a la europea, copiar medidas exitosas para aumentar la liquidez a plazo ya experimentadas en otros países, y evitar al mismo tiempo medidas que se hayan adoptado en otros países y cuyo éxito no esté claro y, sobre todo, fomentar las energías renovables en MIBEL, la participación activa de la demanda y seguir aumentando las interconexiones con Francia²⁰.

¹⁸ De nuevo, véase el apartado 2.2.

¹⁹ Véase el apartado 2.5.

²⁰ Todo esto se explica con más detalle en la sección 3 de esta respuesta a la Consulta.



Tramontana, 2 bis
28231 Las Rozas (Madrid)
www.bmeclearing.es



Plaza de la Lealtad,1
Palacio de la Bolsa
28014 Madrid
www.bolsasymercados.es





COMENTARIOS DE EDP ESPAÑA, S.A.U. A LA “CONSULTA PÚBLICA DEL CONSEJO DE REGULADORES DEL MIBEL EN RELACION A POSIBLES MEDIDAS PARA MEJORAR LA LIQUIDEZ DE LOS MERCADOS A PLAZO DEL MIBEL”

Desde EDP España agradecemos la oportunidad de poder expresar nuestra opinión en relación al tema de la presente consulta lanzada por el Consejo de Reguladores del Mibel en cuanto a posibles medidas que permitan mejorar la liquidez de los mercados a largo plazo del Mibel.

Siendo un tema al que damos gran importancia dentro del grupo EDP, como una herramienta más para poder gestionar y cubrir los riesgos de nuestra cartera de negocio, pasamos a contestar a cada una de las cuestiones planteadas en la Consulta.

1. Liquidez del mercado

- **Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?**

El nivel de liquidez es un indicador clave del buen funcionamiento de un mercado. La estabilidad regulatoria es crucial para la confianza de los participantes del mercado para operar en el mercado para cubrir sus posiciones.

Consideramos que no debe marcarse un sentido concreto, venta o compra. Debe buscarse mayor liquidez de forma general, y desde nuestro punto de vista, la falta de liquidez puede mitigarse aumentando el número de agentes participantes, que tengan diferentes perfiles, tanto compra como venta, y de esta manera se pueda incrementar el dinamismo de las operaciones y el potencial competitivo del mercado.

- **En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?**

En nuestra opinión no hay una relación directa entre la contratación bilateral física y la reducción de la liquidez en los mercados a plazo. Este tipo de contratación existe en países como Francia y Alemania, cuyos mercados a plazo tienen mucha liquidez. Por tanto, no deberíamos sacar la conclusión de que en el MIBEL la falta de liquidez esté motivada por la existencia de contratación bilateral física, incluida la correspondiente a grupos verticalmente integrados. La participación en mercados a plazo se hará siempre sobre la posición neta del grupo, pues lo que se busca es cubrir el riesgo de esa posición, por lo que haya o no bilaterales, la contratación a plazo no se vería alterada.

2. Papel de los creadores de mercado (market makers) en los contratos

- **¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?**



La figura de los creadores de mercado tiene especial importancia en tanto que se convierten en dinamizadores de los mercados a plazo, al garantizar un nivel de liquidez adecuado a la formación de precios que permite a otros agentes del mercado definir una estrategia de negociación adecuada

- **¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?**

La existencia de un mayor número de creadores de mercado tendría un impacto moderado en el dinamismo de los mercados ya que dependería, en gran medida, del tipo de posicionamiento deseado por este tipo de agentes en cada lado del mercado (demanda y suministro).

- **¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?**

Los creadores de mercado deberían incrementar preferentemente su participación en los mercados de productos con mayor demanda de los agentes y, en consecuencia, mayor potencial para incrementar la liquidez.

Ejemplos de mercados de productos de mayor interés serían los productos mensuales y trimestrales con tiempos de entrega más cercanos a la fecha actual (por ejemplo, productos mensuales M + 1 y M + 2, productos trimestrales Q + 1 y Q + 2, y productos anuales Y +1 y Y + 2).

- **¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?**

Idealmente, los creadores de mercado deberían ser agentes con interés en participar en ambos lados del mercado, lo que les permitiría optimizar los valores de los diferenciales de oferta y demanda y así reducir la exposición al riesgo de precio.

- **¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?**

La actividad de creación de mercado, como consecuencia de los riesgos asociados al mismo, puede ser compensada en cierta medida eximiendo del pago de comisiones de funcionamiento o compensación monetaria que retribuya adecuadamente el servicio prestado.

- **¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?**

No creemos que sea relevante el perfil del agente, sino la actividad a realizar.



- En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

3. Subastas Grupos Integrados

- ¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo *Virtual Power Plants*, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

En nuestra opinión, no será apropiado establecer un mecanismo de subasta forward (como, por ejemplo, el tipo de Power Plants), considerando que esto representa una forma artificial de introducir liquidez en el mercado, supone una intervención regulatoria en el mercado que puede afectar a la formación eficiente de los precios, siendo esto algo que debe evitarse.

Es importante subrayar que en otros mercados donde hay una alta participación de grupos integrados verticalmente, de hecho, no hay una reducción de la liquidez.

- En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?
- ¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

4. Mecanismos específicamente orientados a renovables

- ¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

A nuestro entender, sería beneficioso, de manera complementaria a los mecanismos de subasta ya previstos en los regímenes legales portugués y español para la asignación de nueva capacidad, permitir la participación de la oferta en otro mecanismo competitivo que se establezca para este propósito.

- En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:
o ¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?

Los plazos de 5, 7 y 10 años serán idealmente plazos más adecuados por el lado de la demanda, siendo estos los términos preferiblemente negociados en OTC.

Por otro lado, los productores de energía renovable tienen en la actualidad un mayor interés en negociar por periodos superiores a los 10 años, especialmente 15 años.



o Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?

La liquidación de este tipo de contrato debe ser preferentemente financiera.

o En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

Idealmente, la opción de adquirir las garantías de origen asociadas a las energías renovables que contrataron debería dejarse al criterio de los agentes compradores. Aun así, ambas hipótesis deben ser consideradas en la definición de los mecanismos específicos que se puedan establecer para las energías renovables.

5. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

• ¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

Facilitar la participación de agentes más pequeños en los mercados de futuros puede enfocarse en reducir los costes de entrada y operativos, como comisiones fijas y variables, garantías bancarias y márgenes iniciales, teniendo en cuenta su menor solidez financiera. Toda la simplificación administrativa que se pudiera implementar jugaría siempre en beneficio de su mayor participación.

Teniendo en cuenta sus restricciones financieras, los agentes de menor tamaño pueden no ser capaces de asumir los costes asociados con las garantías bancarias, márgenes iniciales, compensación u otras comisiones fijas y variables actualmente vigentes, lo que restringe en gran medida el aumento de liquidez y, en consecuencia, la dinámica competitiva en los mercados a plazo.

• ¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

El lanzamiento de contratos más pequeños o con otros perfiles puede no ser suficiente para aumentar la participación de agentes más pequeños en los mercados a plazo.

En esta medida, se considera útil tener una conciliación entre la disponibilidad de contratos que típicamente atraen la participación de agentes más pequeños con otras medidas que mitigan los altos costes financieros asociados con la entrada y operación en los mercados a plazo.

• ¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

Actualmente ya existen agentes de mercado y traders que permiten agregar a agentes de menor tamaño, por lo que, no sería relevante para este caso concreto, la creación de la figura del



agregador independiente, si bien, no juega en contra de fomentar la participación de los mismos y siempre es bienvenida la entrada de nuevos tipos de participantes.

- **¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?**

Los agregadores independientes deben ser tratados como cualquier otro participante del mercado con iguales derechos y obligaciones iguales

- **¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?**

Una mayor estabilidad regulatoria a medio y largo plazo en Portugal y España iría a favor de una mayor participación de entidades financieras en los mercados de futuros, pues sus objetivos estratégicos no se verían comprometidos por constantes cambios en el panorama regulatorio de ambas geografías.

La estabilidad regulatoria genera un clima de mayor confianza, no solo a nivel ibérico, sino también comunitario, lo cual es un factor de gran importancia para que estos mercados atraigan a más entidades financieras, resultando en un incremento de la liquidez y la competencia.

6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

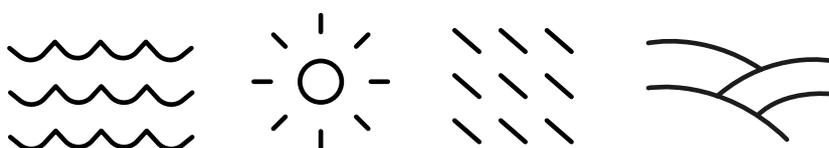
- **¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?**

Totalmente de acuerdo en la necesidad de realización de cursos o seminarios específicos, tanto para los agentes actuales como para potenciales nuevos participantes. Permiten entender correctamente el funcionamiento de los mismos y facilitar la participación.

- **¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?**

Creemos que la información sobre los procesos de adhesión de los agentes a los mercados debe estar disponible de una manera más clara y transparente, a fin de facilitar todo el proceso burocrático inherente a la negociación en los mercados a plazo.

En este sentido, sugerimos la creación de una lista o guía que enumere todos los pasos necesarios para establecer la condición de agente negociador, provisión de garantías y márgenes iniciales, así como otros procesos burocráticos asociados, con el fin de facilitar y, en cierta medida, fomentar la participación de entidades no financieras en los mercados a plazo.



CONSULTA PÚBLICA DO CR MIBEL AOS PARTICIPANTES DO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE SOBRE EVENTUAIS MEDIDAS PARA MELHORAR A LIQUIDEZ DOS MERCADOS A PRAZO DO MIBEL

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS E RESPOSTAS

EDP - ENERGIAS DE PORTUGAL, S.A.

1. Enquadramento

A EDP - Energias de Portugal S.A. (doravante EDP) agradece a oportunidade de poder manifestar a sua posição relativamente aos diversos tópicos incluídos na presente Consulta Pública lançada pelo CR MIBEL aos participantes do mercado grossista de eletricidade sobre eventuais medidas para melhorar a liquidez dos mercados a prazo do MIBEL.

É, nesta medida, de maior importância para a EDP poder contribuir ativa e construtivamente para a melhoria do nível de liquidez que atualmente se verifica nos mercados a prazo do MIBEL, destacando o seu relevante papel enquanto um dos principais instrumentos, à disposição dos agentes de mercado ibéricos, para cobertura de riscos e aproveitamento de oportunidades de negociação.

2. Respostas à Consulta Pública

Nesta secção apresentamos as nossas respostas às questões constantes da Consulta Pública em apreço, respeitando a ordem pela qual são apresentadas no Documento do Comunicado.

2.1. Liquidez do Mercado

2.1.1. Considera ser mais necessária a injeção de liquidez no mercado a prazo do lado da compra ou da venda?

A reduzida liquidez no mercado a prazo cujo preço subjacente é o preço de eletricidade em Espanha poderá ser em parte mitigada pelo incentivo à participação de um maior número de agentes de mercado.

No nosso entendimento, a injeção de liquidez do lado da compra ou da venda está intrinsecamente relacionada com o nível de preços verificado no mercado que, juntamente com as expectativas dos diversos agentes participantes, despoletará uma tendência de subida ou descida das cotações.

Nesta medida, a fraca liquidez no mercado poderá ser mitigada através do aumento do número de agentes participantes, idealmente com diversidade de perfis e interesses de compra e/ou venda, tal que seja possível aumentar o dinamismo das operações e, conseqüentemente, o potencial concorrencial do mercado.

2.1.2. Na sua opinião a contratação bilateral física, realizada principalmente por grupos verticalmente integrados, reduz ou não a liquidez no mercado a prazo

As operações de contratação física efetuadas no seio de grupos verticalmente integrados poderão, nalgumas situações específicas, contribuir para uma redução da liquidez.

No entanto, a existência deste tipo de contratação verifica-se também em mercados com bastante liquidez, casos da França ou Alemanha, pelo que entendemos que não será a razão determinante para o aumento ou redução da liquidez de um mercado.

2.2. Atuação de criadores de mercado em contratos

2.2.1. Que importância atribui ao papel dos criadores de mercado em produtos de mais longo prazo?

Os criadores de mercado assumem uma especial importância enquanto dinamizadores dos mercados a prazo, ao garantirem um nível de liquidez adequado à formação de preços que permite aos restantes agentes de mercado definir uma adequada estratégia de negociação.

2.2.2. Considera que a existência de mais criadores de mercado dinamizaria o mercado a prazo de uma forma muito relevante, moderada ou pouco relevante?

A existência de um maior número de criadores de mercado teria um impacto moderado no dinamismo dos mercados dado que dependeria, em larga medida, do tipo de posicionamento pretendido por esta tipologia de agentes em cada um dos lados do mercado (procura e oferta).

2.2.3. Quais as maturidades em que a existência de um criador de mercado seria mais relevante?

Os criadores de mercado deveriam, preferencialmente, aumentar a sua participação nos mercados de produtos com maior procura por parte dos agentes e, conseqüentemente, maior potencial de aumento de liquidez.

Exemplos de mercados de produtos com maior interesse seriam os produtos mensais e trimestrais com prazos de entrega mais próximos da data atual (ex: produtos mensais M+1 e M+2, produtos trimestrais Q+1 e Q+2, e produtos anuais Y+1 e Y+2).

2.2.4. Considera que existe algum tipo de perfil de agentes que deveria atuar como criador de mercado?

Os criadores de mercado deverão, idealmente, ser agentes com interesse em participar em ambos os lados do mercado, permitindo desta forma otimizar os valores dos *bid-ask spreads* e, assim, diminuir a exposição ao risco de preço.

2.2.5. Que benefícios deveriam estar associados à atividade de criador de mercado?

A atividade de criador de mercado, fruto dos riscos que lhe estão associados, poderá ser em certa medida compensada através da isenção de pagamento de *fees* de operação ou de compensações monetárias que remunerem de forma adequada o serviço prestado.

2.2.6. Considera que a remuneração da atividade de criador de mercado teria de variar com o perfil de agente a atuar como criador de mercado?

Não nos parece relevante o perfil do agente, mas sim a atividade a realizar.

2.2.7. Em caso afirmativo, considera que se deveria exigir um volume mínimo de negociação aos criadores de mercado?

N.a.

2.3. Leilões de grupos integrados

2.3.1. Considera adequado estabelecer um mecanismo de leilões a prazo do tipo *Virtual Power Plants*, em que a venda de energia é estabelecida por grupos verticalmente integrados?

No nosso entendimento não será adequado estabelecer um mecanismo de leilões a prazo (como por exemplo, do tipo *Virtual Power Plants*), considerando que este representa uma forma artificial de introdução de liquidez no mercado.

Importa sublinhar que noutros mercados onde existe uma elevada participação de grupos verticalmente integrados não se verifica, de facto, a ocorrência de uma redução na liquidez.

2.3.1.1. Em caso afirmativo, em que período os contratos devem ser leiloados?

N.a.

2.3.1.2. A liquidação dos produtos leiloados deveria ser física ou financeira?

N.a.

2.4. Mecanismos específicos orientados para renováveis

2.4.1. Considera benéfico, de modo complementar aos mecanismos de leilão previstos nos regimes legais espanhol e português para a atribuição de nova capacidade, a articulação de um mecanismo concorrencial, direcionado para as tecnologias mais maduras, em que participassem a oferta, através das instalações de produção renovável, como também a procura?

No nosso entendimento seria benéfico, de modo complementar aos mecanismos de leilão já previstos nos regimes legais português e espanhol para atribuição de nova capacidade, permitir a participação da oferta num outro mecanismo concorrencial a estabelecer para o efeito.

2.4.1.1. Caso seja afirmativa a resposta à pergunta anterior:**2.4.1.1.1. Para que prazos deveriam ser colocados os produtos? (5, 7, 10 anos ou outros prazos)**

Os prazos de 5, 7 e 10 anos serão prazos idealmente mais adequados do lado da procura, sendo estes os prazos preferencialmente negociados em OTC.

Por outro lado, os produtores de energia renovável apresentam atualmente um maior interesse em negociação a prazos superiores a 10 anos, em especial a 15 anos.

2.4.1.1.2. Os contratos a colocar devem ter liquidação física ou financeira?

A liquidação deste tipo de contratos deverá ser preferencialmente financeira.

2.4.1.1.3. Nos mecanismos a implementar, considera benéfico que as garantias de origem (GdO) estejam vinculadas à respetiva energia colocada e que sejam transferidas para os adjudicatários? Ou os produtos poderiam ser colocados de forma autónoma das GdO?

Idealmente, deveria ser deixado ao critério dos agentes compradores a opção de aquisição das garantias de origem associadas à energia renovável que contratualizaram.

Ainda assim, ambas as hipóteses deverão ser contempladas na definição dos mecanismos específicos que venham a ser estabelecidos para as energias renováveis.

2.5. Participação no mercado a prazo de agentes de menor dimensão**2.5.1. Como se poderia fomentar ou facilitar a participação dos agentes de menor dimensão (comercializadores, produtores ou consumidores) nos mercados a prazo?**

A facilitação à participação de agentes de menor dimensão nos mercados a prazo poderá centrar-se na redução dos custos de entrada e de operação como *fees* fixas e variáveis, garantias bancárias e margens iniciais, tendo em consideração a sua menor robustez financeira.

Considerando as suas restrições financeiras, os agentes de menor dimensão poderão não conseguir suportar os custos associados a garantias bancárias, margens iniciais, *clearing* ou outros *fees* fixos e variáveis atualmente em vigor, o que em larga medida restringe o aumento de liquidez e consequentemente, a dinâmica concorrencial nos mercados a prazo.

2.5.2. Considera ser necessário, por exemplo, o lançamento de contratos com menor dimensão ou com outros perfis?

O lançamento de contratos com menor dimensão ou com outros perfis *per se* poderá não ser suficiente para aumentar a participação dos agentes de menor dimensão nos mercados a prazo.

Nesta medida, entende-se útil haver uma conciliação entre a disponibilização de contratos que tipicamente atraíam a adesão de agentes de menor dimensão a outras medidas que mitiguem os elevados encargos financeiros associados à entrada e operação nos mercados a prazo.

Recordamos que nos últimos leilões de PRE, a ERSE introduziu condições especiais de adesão aos pequenos agentes que, contrariamente ao expectável, não se verificaram suficientes para aumentar a sua participação nos mesmos.

2.5.3. Considera relevante a criação da figura de um agregador independente para fomentar a participação de agentes de menor dimensão?

Dado que já existem atualmente serviços de agregação independente que permitem a participação de agentes de menor dimensão, na grande maioria disponibilizados por comercializadoras e outros agentes de mercado, não se considera de maior relevância ou pertinência a criação de uma figura de agregador independente (exemplos: Renta4, Axp, comercializadores de maior dimensão, entre outros).

2.5.4. Como poderia ser operacionalizada a figura de agregador independente no mercado a prazo?

N.a.

2.5.5. Que mecanismos poderiam ser criados para atrair a participação de mais instituições financeiras no mercado a prazo para fomentar a participação de agentes de menor dimensão?

A participação de um maior número de instituições financeiras nos mercados a prazo beneficiará, no nosso ponto de vista, de um clima de maior estabilidade regulatória a médio e longo prazo em Portugal e Espanha, de forma a que os objetivos estratégicos de negociação destas entidades não sejam comprometidos por constantes alterações no panorama regulatório vigente nestas geografias.

Um maior clima de confiança, aliado a uma maior estabilidade regulatória a nível ibérico mas também comunitário, serão fatores de extrema relevância à atratividade dos mercados a prazo para estas entidades financeiras que representam uma mais-valia para o aumento da liquidez e concorrência dos mercados.

2.6. Cursos e Seminários sobre os mercados a prazo

2.6.1. Considera necessária a realização de cursos ou seminários específicos sobre os mercados a prazo (funcionamento, finalidade, contratos disponíveis, riscos, etc.)?

No nosso entendimento, a realização de cursos ou seminários específicos constituem uma mais-valia, quer para os agentes de mercado atuais quer para potenciais entidades que pretendam aderir à negociação nos mercados a prazo.

2.6.2. Quais as maiores dúvidas que se suscitam na contratação a prazo ou na participação de entidades não financeiras nos respetivos mercados?

Consideramos que a informação relativa aos processos de adesão dos agentes aos mercados deveria ser disponibilizada de uma forma mais clara e transparente, de modo a facilitar todo o processo burocrático inerente à negociação nos mercados a prazo.

Nesta medida, sugerimos a disponibilização de uma *checklist* que elenque todos os passos necessários à constituição do estatuto de agente negociador, prestação de garantias e margens iniciais, bem como outros processos burocráticos associados, com vista a facilitar e, em certa medida, incentivar, a participação das entidades não financeiras nos mercados a prazo.

MIBEL consultation on liquidity in forward markets



EFET response – 29 January 2021

The European Federation of Energy Traders (EFET)¹ welcomes the opportunity to provide our comments to the MIBEL Board of Regulators (CR MIBEL) public consultation to the wholesale market participants about possible measures to improve the liquidity of MIBEL forward markets. As EFET, we follow closely the development of forward electricity markets across the EU and we shared our contributions in CR MIBEL meetings held with MIBEL market participants. This response consists of a re-elaboration of the materials previously shared with CR MIBEL².

General remarks

As a general note, the main EFET purpose is to promote and facilitate European energy trading in open and liquid wholesale markets, always advocating the use of market-based mechanisms. We support proposals aimed at increasing liquidity on the Iberian market whilst ensuring free formation of prices in the wholesale electricity markets.

Market participants should be able to take positions across the different segments of the market both in time as well as across borders to optimise their portfolios but also for proprietary trading. Proprietary trading is indeed also necessary to foster efficient price formation and liquidity across the different segments of the market. Liquidity generates more activity in the market, both in terms of active market participants, and number of bids. And the reverse is also true: lower liquidity will lead to a decline in the number of active market participants and bids, hence decreasing competition in the Iberian market.

Prices should be allowed to fluctuate freely and reflect the true value of scarcity during or in expectation of times of system stress and high demand for power; similarly, prices should reflect the value of surplus in times of low demand for power.

The volatility of electricity prices, when not induced by flaws in the market design, is a sign that the market reacts properly and fast to demand and supply signals. When flaws in market design are identified, removing these distortions to the free formation of prices should be a priority for Member States, National Regulatory Authorities (NRAs), Transmission System Operators (TSOs), Distribution System Operators (DSOs) and nominated electricity market operators (NEMOs).

Prices in the electricity market should reflect the value of energy in real time – or expectations thereof in the intraday, day-ahead and forward timeframes – in a transparent manner. Increasing the efficiency of the market will improve price signals in wholesale markets during

² See [EFET presentation to CR MIBEL on liquidity in forward markets](#)

¹ The European Federation of Energy Traders (EFET) promotes and facilitates European energy trading in open, transparent and liquid wholesale markets, unhindered by national borders or other undue obstacles. We build trust in power and gas markets across Europe, so that they may underpin a sustainable and secure energy supply and enable the transition to a carbon neutral economy. EFET currently represents more than 100 energy trading companies, active in over 27 European countries. For more information: www.efet.org

episodes of scarcity or surplus. This will ensure that all types of capacity (generation, demand and storage) can be used properly and valued based on a level-playing field.

Interventions in the market and in the free formation of prices should be avoided. In the event where certain interventions in the market are unavoidable, due consideration must be given to the impact of such interventions on the formation of prices³.

Apart from the measures addressed in this consultation, we encourage CR MIBEL to consider the merge between the Spanish and Portuguese bidding zones as an important step towards a greater liquidity in the forward market. The merge would eliminate the risk of Portuguese operators when hedging their positions: if the financial future can get a perfect hedge, the operators would be more inclined to use the forward market and it would increase the number of trades performed in XBID.

Comments on the MIBEL Study

Considering the time gap between the publication of the MIBEL comparative study and the launch of this consultation (18 months), we believe that including the last period (2019-2020) would lead to more accurate results compared to the ones obtained in the report. Hence, we would encourage CR MIBEL to perform the same analysis with the most recent data, incorporating the years 2019-2020 and updating the conclusions, as they might differ considering the increased regulatory stability in the Iberian energy market during the last two years.

Additionally, it is important to consider that the liquidity has shifted from OMIP & MEFF to EEX and that the vast majority of market participants who currently trade in the Iberian market have an account with EEX as well.

Please find below our detailed comments on the questions proposed by the consultation.

1. Market liquidity

i. Do you consider more necessary the injection of liquidity into the forward market on the buy or sell side?

The level of liquidity is a key indicator of the healthy functioning of a market. Regulatory stability is crucial for the confidence of market participants to operate in the market to hedge their positions.

In relation to this, the development of the MIBEL forward market has been affected by numerous regulatory interventions coming from Spanish authorities in the last decade, such as the new generation tax (Law 15/2012), the CESUR auctions, new renewables auctions (characterized by uncertainty, with market participants not being timely informed of the procedures and instructions for the auctions) or the clawback of generators incomes from CO2

³ See [EFET response to ACER consultation on barriers to efficient price formation and easy participation in European electricity markets](#)

allowances. In Portugal, the provisions in relation to CESE, Social Tariffs and clawback are still on-going with no clear outcome.

On the other hand, as mentioned in the introductory part, the fact that some indicators, such as churn rate, are lower than in other markets does not imply that they remain the same currently. Traded volumes from 2017 until now has progressively increased, and even if churn rate is below 1, the number of new suppliers and market participants has grown in the last years.

Additionally, if the data series were expanded until today, we could observe that risk premiums (and in consequence volatility) have not only decreased⁴, but are below the level of German and French ones.

Therefore, we consider that any kind of regulatory intervention that would affect the efficient price formation in the market should be avoided: we would rather recommend that all the measures aiming to foster liquidity and competition on the MIBEL forward market remain voluntary (no obligations for the demand side to buy, nor obligations for generators to sell). In case the Iberian authorities would proceed with the introduction of regulatory measures, these should be market-based and affect bids and offers equally in order not to interfere in the price equilibrium and price formation process.

ii. In your opinion, the bilateral physical contracting carried out mainly by vertically integrated groups, reduces liquidity in the forward market or not?

From our point of view, bilateral physical contracts concluded by vertically integrated groups do not reduce liquidity.

First of all, the possibility to conclude bilateral physical contracts is not restricted to these groups, on the contrary it is open to all market participants. Furthermore, the hedging risk between generation and supply portfolios is one of the options that any company with liberalised activities in a liberalised market can and should use to ensure they provide electricity to end-consumers in the most economical manner.

Finally, market participants need to hedge net positions, i.e. the difference between their generation and demand, independently from the market in which this net position arise. Any measure with the intention of avoiding bilateral physical contracts would interfere with open interests of market participants (i.e. already concluded contracts) and affect the liquidity of forward market.

Rather than imposing local restrictions, we envision MIBEL developing a long-term vision of a market model in Iberia, across the different market timeframes and aligned with the EU target model.

2. Intervention of market makers in contracts

i. How relevant do you consider the role of market makers in more long-term products?

⁴ "Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Agosto 2020)".

As EFET, we believe in the importance of market makers' contribution to foster liquidity in the forward market as counterparty for both buyers and sellers. They contribute to giving a reference price for the entire forward curve.

ii. Do you think that the existence of more market makers would boost the forward market in a very relevant, moderate or not very relevant way?

The market should decide how many market makers should exist without any limitations *ex-ante*. However, we believe that the existence of more market makers is not going to substantially boost the existing liquidity in Iberia.

iii. What are the maturities in which the existence of a market maker would be more relevant?

Currently market makers make a difference in the most demanded product maturities, i.e. from M+1 to Cal+2.

iv. Do you identify a specific type of market participant that should act as a market maker?

We do not think that market makers need to match a specific profile. Market makers have diverse risk appetite and should be identified on a voluntary basis through market-based mechanisms.

v. What benefits should be associated with the market maker activity?

Traditionally, market makers are exempted from paying exchange fees and/or may receive discounts on exchange fees.

vi. Do you think that the remuneration of the market maker activity would have to vary according to the market participant profile to act as market maker?

No, there should not be any difference in market maker benefits based on their profile. The benefits should depend on the benefit they provide to expand liquidity in the market, especially on tenors where liquidity is lower.

vii. If so, do you think that market makers should be required to have a minimum volume of trading?

There should not be any restriction or minimum volumes imposed, every participant should be free to decide its volume of trading, based on the risk appetite and the agreement with the relevant exchanges on the appropriate bid/offer spread. Traditional benefits like exchange fees waiver are largely linked to trading volumes in any case.

3. Auctions for Vertically Integrated Groups

i. Do you believe that it would be appropriate to establish a forward auction mechanism such as Virtual Power Plants, in which the sale of energy was made by vertically integrated groups?

As mentioned in our answer to question 1, we believe that any kind of regulatory intervention that would affect efficient price formation in the market should be avoided: all the measures should be voluntary (no obligation for demand side to buy, nor obligations for generators to sell).

In the European context, regulated auctions for vertically integrated groups have been exceptionally implemented as a precondition for the approval by competition authorities in merger/concentration case, or as a remedy imposed by competition authorities in case of proven abuses of dominant position.

This kind of intervention should not be imposed in order to increase liquidity in the markets. The interventionist character of this measure led in the past to an important number of litigations in courts, many of them still pending of court sentences, and others with the obligation to pay for patrimonial damage to companies obliged under these auctions.

ii. If so, in what forward period should the contracts be auctioned?

iii. The auctioned products settlement should be physical or financial?

It is disproportionate and inadequate to establish this kind of auctions to promote the liquidity of a forward market. The development of liquidity in forward markets is linked to the trust of market participants in the necessary regulatory stability that allows them to perform their trading activity based on criteria that are not unexpectedly modified by regulatory interventions.

4. Specific mechanisms designed for renewables

i. Do you consider beneficial, as a complementary approach to the capacity auctions foreseen in Spanish and Portuguese regulations, a competitive energy mechanism, aimed at more mature technologies, with the participation of both market participants from the offer side, articulated through the renewable facilities, and from the demand side?

A developed forward market with sufficient depth and with bid/offers on longer tenors facilitates risk coverage for all agents fosters competition and financing of Renewable Energy Sources (RES) projects. In order to improve the liquidity in forward markets in MIBEL, we would rather propose the following regulatory changes:

- We suggest removing the prohibition of closing bilateral contracts by the owners of the plants who have been awarded a capacity contract via the auction, as established by the draft Royal Decree regulating the remunerative framework applicable to new renewable energy facilities in Spain. This provision unnecessarily

restricts contracting options and it is not consistent with the promotion of long-term contracts for RES-E.

- We suggest using the forward market price, instead of the hourly price of the daily and intraday markets, as a reference for the calculation of the difference with the auction award price. The settlement against the forward market price would be easy to determine in advance, since the price reference would be fixed. This means that the risk of variation in the market price (which affects the surplus or deficit of the settlement) would cease to be fully assumed by the consumer and would be transferred to the plant owner (who could easily hedge it in forward markets).

ii. If the answer to the previous question is affirmative please specify:

- a. What are the maturities for products to be implemented? (5, 7, 10 years or other maturities)?*
- b. Should those contracts be physically or financially settled?*
- c. In the energy mechanism, do you consider necessary that guarantees of origin (GOs) are linked to the respective energy, with allocations to the tenderers? Or could the products be traded autonomously from the GOs?*

No comments.

5. Smaller agents participation in the forward market

i. How could the participation of smaller market participants (suppliers, producers or consumers) in the forward markets be encouraged or simplified?

Participation in forward market is still considered too complex by smaller market participants, hence we would suggest simplifying the compliance burdens and reducing the costs. In fact, smaller agents face unnecessary entry barriers due to excessive IT Costs and requirements.

ii. Do you consider necessary, for example, to launch contracts with smaller dimension or with other profiles?

The contracts have a minimum volume of 1 MWh with a wide range of maturities. In consequence the product size does not seem to be a problem nor a barrier. Offering new profiles – such as long-term small granularity products – could be tested by MIBEL to see if it attracts the attention of market participants.

iii. Do you consider the creation of the figure of an independent aggregator relevant to encourage the participation of smaller market participants?

As EFET, we support the entry of all kinds of market participants in the market, including independent aggregators. We welcome the participation of aggregators in all market time

frames, including forward, as they facilitate access of smaller market participants. However, we believe they will not contribute to a significant boost in liquidity to forward markets in Iberia.

The main entry barrier for smaller market participants is embedded in the functioning of financial markets and it is constituted by collateral requirements for forward transactions. Smaller parties are usually not rated by credit agencies, nor they can make use of large credit lines and this makes their participation more difficult.

iv. How could the figure of an independent aggregator be operationalized in the forward market?

Independent aggregators should be treated like any other market participant with equal rights and equal obligations.

v. What mechanisms could be created to attract the participation of more financial institutions in the forward market in order to encourage the participation of smaller market participants?

The main mechanism to promote the development of liquidity in forward markets and the participation in this market is to avoid unnecessary regulatory interventions with impact in the free formation of market prices.

Initiatives developed under the umbrella of sustainable finance should provide incentives to financial institutions providing liquidity in electricity markets by the mean of lower capital requirements/reserves because through this activity they support the decarbonisation of the economy serving the 'real economy'.

6. Training courses and seminars about forward markets

i. Do you consider necessary to carry out specific training courses and seminars about forward markets (operation, goal, available contracts, risks, etc.)?

First of all, we would like to express our appreciation for the publication of the MIBEL study and consultation in both English and Spanish. As EFET, we support CR MIBEL commitment in the organisation of workshops, training courses and seminars about forward markets. We suggest having these educational initiatives held in English in order to allow better contribution from international market participants, which would facilitate their participation and increase the attractiveness of the Iberian market. We recommend also a multidisciplinary approach allowing experts in various areas e.g. finance, accounting, credit, risk, to gain a better understanding of all the aspects related to forward markets.

ii. What are the biggest doubts related to the forward contracts or the participation of financial entities in the referred markets?

No comments.

**Respuesta de Endesa a la consulta
pública del CR MIBEL a los
participantes en el mercado mayorista
de electricidad en relación a posibles
medidas para mejorar la liquidez de los
mercados a plazo del MIBEL**



29 de enero de 2021



ÍNDICE

1.	Resumen ejecutivo	1
2.	Liquidez del mercado	2
3.	Papel de los creadores de mercado (market makers) en los contratos.....	6
4.	Subastas grupos integrados.....	8
5.	Mecanismos específicamente orientados a renovables	10
6.	Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño	14
7.	Cursos y seminarios sobre los mercados a plazo	16

1. Resumen ejecutivo

Endesa considera que el mercado a plazo de electricidad es un instrumento más de cobertura de riesgos al igual que otros mecanismos como la contratación bilateral física, el desarrollo de capacidad de generación para respaldar la actividad de comercialización o la contratación en los mercados de commodities (gas y CO₂) para replicar el precio de mercado.

La estabilidad regulatoria resulta fundamental para que los agentes puedan adquirir la confianza necesaria en el mercado a plazo para cubrir sus posiciones a partir de unas previsiones que no se vean alteradas por intervenciones regulatorias inesperadas.

La prima de riesgo ex post en España es inferior a la de Alemania y Francia en los últimos 24 meses reportados por la CNMC (agosto 2018 – agosto 2020). Concretamente, el promedio de la prima de riesgo ex post en España es de 0,92 €/MWh mientras que en Alemania y Francia es de 2,47 €/MWh y 2,55 €/MWh respectivamente. El hecho de que algunos indicadores de liquidez, como el ratio entre el volumen negociado y la demanda de electricidad (churn rate) sean inferiores a los de Alemania y Francia no ha sido obstáculo para la entrada en el mercado de más de 300 comercializadores (actividad propensa a recurrir a mecanismos de cobertura del precio de venta a los clientes).

No se puede considerar que la contratación bilateral física que realizan los grupos verticalmente integrados reduce la liquidez del mercado a plazo. Se trata de agentes que han optado por la cobertura natural entre generación y comercialización a base de realizar las inversiones necesarias en ambas actividades y que recurren a los mercados a plazo para realizar la cobertura de su posición neta. Cualquier medida que tratase de impedir esta contratación bilateral física sería una nueva intervención en el mercado que generaría inestabilidad regulatoria y terminaría por afectar al propio mercado a plazo. Además, sería necesario también extender la intervención al mercado a plazo para impedir que estos agentes realizaran aquí la cobertura de sus activos.

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria. Endesa mantiene una posición corta en el mercado, por lo que la obligación de participar como vendedor en las emisiones primarias supone privarle de la capacidad de disponer libremente en el mercado de la potencia de generación de su propiedad, lo cual altera su posición en el mercado. No existen precedentes en Europa en cuanto al uso de esta medida para incrementar la liquidez de los mercados a plazo. Una intervención de este tipo ya fue implementada en el pasado con el fin principal de reducir el nivel de concentración en el mercado y, de forma secundaria, aumentar la contratación a plazo. La medida, objeto de varios litigios en los tribunales, se saldó con sentencias posteriores de anulación de cinco de las siete sesiones de emisiones primarias de energía y supone un claro ejemplo de una elevada incertidumbre regulatoria que en nada contribuye a la estabilidad del sistema. Actualmente, los índices de concentración en el mercado español no suponen un problema que haya sido puesto de manifiesto por la CNMC en sus informes de supervisión del mercado mayorista.

Con el fin de incrementar la liquidez en los mercados a plazo a través de mecanismos específicamente orientados a renovables, se proponen dos medidas de aplicación a RECORE y REER. Ambas tienen en común el uso del precio del mercado a plazo como referencia de liquidación y están en línea con lo comentado por la CNMC en su informe al Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

2. Liquidez del mercado

Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?

La liquidez del mercado es uno de los indicadores clave del buen funcionamiento del mercado de la electricidad. Se puede considerar que un mercado eléctrico es suficientemente líquido si un número significativo de participantes en el mercado puede vender y comprar productos en grandes cantidades, rápidamente, sin afectar significativamente los precios y sin incurrir en costes de transacción significativos.

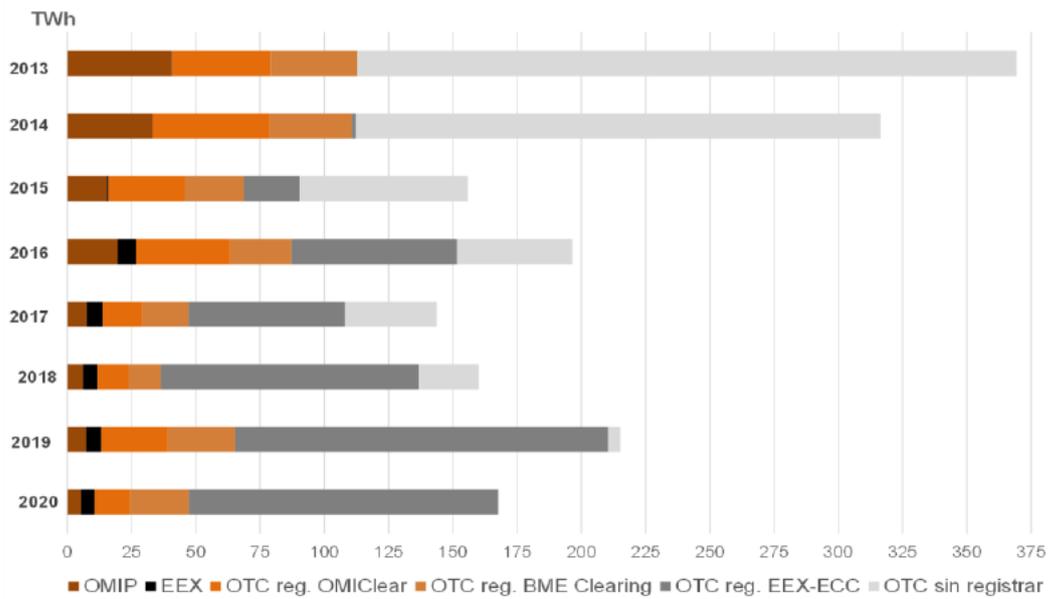
La estabilidad regulatoria resulta fundamental para que los agentes puedan adquirir la confianza necesaria en el mercado a plazo para cubrir sus posiciones a partir de unas previsiones que no se vean alteradas por intervenciones regulatorias inesperadas.

El desarrollo del mercado a plazo español se ha visto afectado en el pasado por fuertes intervenciones como la minoración de los ingresos de la actividad de generación por los derechos de CO₂ asignados de forma gratuita, las emisiones primarias impuestas a Endesa e Iberdrola, las subastas CESUR, los impuestos de la Ley 15/2012, entre otras.

El hecho de que algunos indicadores de liquidez, como el ratio entre el volumen negociado y la demanda de electricidad (churn factor) sean inferiores a las de otros países, significa que los agentes han elegido otros medios de cobertura de sus riesgos diferentes a los mercados a plazo (contratación bilateral física, desarrollo de capacidad de generación como respaldo a las ventas en comercialización, cobertura a través de contratos a plazo de gas y CO₂, etc.).

No obstante, hay que indicar que el volumen que se negocia anualmente en los mercados a plazo ha tenido un crecimiento continuado desde 2017. Así se observa en el gráfico del último “Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Agosto 2020)”. Según la información de Endesa el volumen negociado en 2020 habría alcanzado los 234 TWh, con lo que el crecimiento anual del volumen negociado en los últimos tres años es del orden del 14%.

Gráfico 5. Volumen anual negociado (TWh) en mercado a plazo
Periodo: enero de 2013 a agosto de 2020



Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC

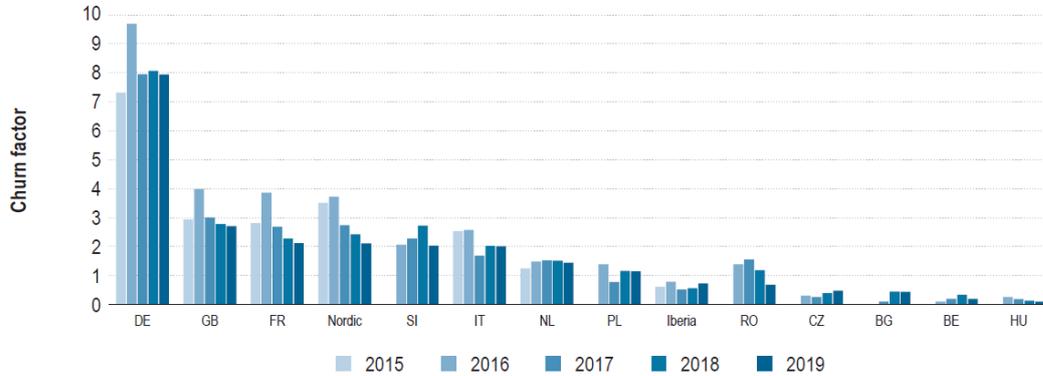
Unos niveles del churn rate inferiores a la unidad en los últimos años, por ejemplo, no han sido obstáculo para la entrada de nuevos agentes comercializadores. A 31 de diciembre de 2019 operaban en España 333 comercializadores activos en el mercado libre: 324 en el segmento doméstico, 318 en el segmento pymes y 181 en el segmento industrial (315 comercializadores activos en 2018: 303 en el segmento doméstico, 301 en el segmento pymes y 176 en el segmento industrial).

Gráfico 1. Cuota de energía suministrada en todo el mercado por grupo de comercialización



Fuente: CNMC

Figure 15: Churn factors in major European forward markets – 2015–2019



Source: Volumes from European Power Trading 2020 report, © Prospex Research Ltd and NRAs, and demand from the ENTSO-E Transparency Platform and Eurostat (see footnote 36 in Section 2.1).

Por otro lado, a pesar de las diferencias en la prima de riesgo entre el mercado a plazo en España y los de Alemania y Francia, que resalta la CNMC en su “*Estudio sobre la comparativa de los precios MIBEL (contado y plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único*”, de Julio 2019, lo cierto es que esas diferencias han desaparecido en los últimos dos años según se puede constatar en el último “*Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (Agosto 2020)*”.

Tal y como se puede apreciar, la prima de riesgo en España es la más baja de los tres países objeto del estudio en los últimos 24 meses del periodo comprendido entre agosto 2018 y agosto 2020.

Excluyendo el último trimestre de 2019, para el que la CNMC no ha incluido la cotización del producto carga base con subyacente el precio spot alemán, el promedio de la prima de riesgo ex post en España es de 0,92 €/MWh mientras que en Alemania y Francia es de 2,47 €/MWh y 2,55 €/MWh respectivamente.

5.2. Análisis de las primas de riesgo ex post¹³ en España, Alemania y Francia

Cuadro 7. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales con liquidación de agosto de 2018 a agosto de 2020, precio spot y prima de riesgo ex post en España, Alemania y Francia

Producto	España			Alemania			Francia		
	Cotización carga base con subyacente precio spot español	Precio medio spot español durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot alemán	Precio medio spot alemán durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post	Cotización carga base con subyacente precio spot francés	Precio medio spot francés durante el periodo de liquidación	Prima de riesgo ex post
ago-18	63,50	64,33	-0,83	51,10	56,19	-5,09	51,59	58,40	-6,81
sep-18	68,60	71,27	-2,67	59,33	54,83	4,50	63,88	61,97	1,91
oct-18	69,50	65,08	4,42	55,96	53,11	2,85	68,33	65,63	2,70
nov-18	62,30	61,97	0,33	57,09	56,68	0,41	66,35	67,80	-1,45
dic-18	60,95	61,81	-0,86	51,05	48,13	2,92	61,24	54,90	6,34
ene-19	63,98	61,99	1,99	58,63	49,39	9,24	72,59	61,16	11,43
feb-19	59,25	54,01	5,24	54,14	42,82	11,32	60,24	46,62	13,62
mar-19	47,95	48,82	-0,87	38,54	30,63	7,91	41,92	33,86	8,06
abr-19	47,50	50,41	-2,91	35,90	36,96	-1,06	36,56	38,08	-1,52
may-19	52,00	48,39	3,61	38,35	37,84	0,51	37,93	37,21	0,72
jun-19	48,90	47,19	1,71	35,36	32,52	2,84	33,86	29,26	4,60
jul-19	49,35	51,46	-2,11	35,83	39,69	-3,86	32,54	37,66	-5,12
ago-19	47,75	44,96	2,79	39,61	36,85	2,76	34,73	33,39	1,34
sep-19	44,85	42,11	2,74	38,63	35,75	2,88	37,97	35,54	2,43
oct-19	48,45	47,17	1,28	0,00	36,94	-36,94	0,00	38,60	-38,60
nov-19	46,80	42,19	4,61	0,00	41,00	-41,00	0,00	45,94	-45,94
dic-19	50,00	33,80	16,20	0,00	31,97	-31,97	51,87	36,46	15,41
ene-20	43,20	41,10	2,10	36,50	35,03	1,47	43,50	38,01	5,49
feb-20	38,15	35,87	2,28	31,00	21,92	9,08	33,14	26,25	6,89
mar-20	30,90	27,74	3,16	29,80	22,49	7,31	30,55	23,83	6,72
abr-20	20,05	17,65	2,40	17,06	17,09	-0,03	15,31	13,45	1,86
may-20	21,50	21,25	0,25	20,15	17,60	2,55	17,99	14,86	3,13
jun-20	26,70	30,62	-3,92	21,38	26,18	-4,80	20,18	25,79	-5,61
jul-20	35,95	34,64	1,31	32,08	30,06	2,02	34,35	33,41	0,94
ago-20	36,35	36,20	0,15	33,53	34,86	-1,33	35,30	36,75	-1,45

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, OMIP y OMIE

Por consiguiente, en caso de que se considere necesario adoptar medidas encaminadas a la inyección de liquidez del mercado a plazo, deben preservarse dos aspectos con el fin de evitar que esas medidas sean intervenciones que terminen por disuadir a los agentes de participar en el mercado y den el resultado opuesto al deseado:

- Deben venir tanto del lado de la oferta como de la demanda para mantener un equilibrio que no afecte al proceso de formación de precios en el mercado.
- Debe preservarse ante todo el carácter voluntario de las medidas. Es decir, no se puede imponer a los agentes que pongan a disposición del mercado de forma obligatoria parte

de sus activos de oferta o de demanda ni se pueden imponer obligaciones de compra de productos de escasa liquidez.

En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?

La contratación bilateral física que realizan los grupos verticalmente integrados no reduce la liquidez del mercado a plazo.

La Ley del Sector, en su Art. 8, establece que las actividades de producción de energía eléctrica y la de comercialización de electricidad se desarrollarán en régimen de libre competencia y nada impide que una empresa o grupo empresarial desarrolle simultáneamente ambas actividades.

La cobertura de riesgo entre las carteras de generación y comercialización, cobertura de la posición neta, es una de las opciones que tiene a su disposición cualquier empresa que desarrolle actividades liberalizadas en el sector eléctrico.

Esta cobertura no sólo la realizan las empresas incumbentes en el sector sino, tal y como muestra el gráfico incluido en la respuesta de la pregunta anterior, grupos como Repsol, VM Energía, Acciona y Engie participan simultáneamente en las actividades de generación y comercialización con la opción de recurrir a la cobertura natural entre ambas.

Por consiguiente, no se puede considerar que la contratación bilateral física que realizan estos grupos verticalmente integrados reduce la liquidez del mercado a plazo. Se trata de agentes que han optado por la cobertura natural entre generación y comercialización a base de realizar las inversiones necesarias en ambas actividades y que recurren a los mercados a plazo para realizar la cobertura de su posición neta.

Cualquier medida que tratase de impedir esta contratación bilateral física sería una nueva intervención en el mercado que generaría inestabilidad regulatoria y terminaría por afectar al propio mercado a plazo. Por otra parte, sería necesario también extender la intervención al mercado a plazo para impedir que estos agentes realizaran aquí la cobertura de sus activos lo cual agravaría todavía más la intervención regulatoria. Y en todo caso, la medida tendría un claro carácter expropiatorio y confiscatorio que sin duda acabaría en los tribunales de justicia, tal como ocurrió en el pasado con las Emisiones Primarias de Energía, las cuales fueron anuladas en gran parte por los tribunales.

3. Papel de los creadores de mercado (market makers) en los contratos

¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?

La figura del creador de mercado contribuye a proporcionar liquidez en el mercado a plazo en tanto actúa como contraparte de compradores y vendedores. Los creadores de mercado asumen

la obligación de exponer simultáneamente ofertas de compra y venta con límites de cantidad mínima y límites de margen máximo para un número determinado de contratos y durante un período de tiempo mínimo predefinido en cada sesión de negociación, a cambio de beneficios directos que, en el caso de OMIP, son negociados con la entidad gestora del mercado.

Generalmente, en los productos de mayor interés para las coberturas de los agentes (M+1, M+2, Y+1, Q+1, Q+2, Y+2), el papel de los creadores de mercado es importante en tanto que contribuyen a dar una referencia de precios a lo largo de toda la curva.

A más largo plazo, la liquidez de los productos es más reducida y aumenta el riesgo del creador de mercado al no poder renegociar las posiciones que vaya adquiriendo.

¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?

La existencia de más creadores de mercado no dinamizaría el mercado a plazo. No aumentaría la liquidez porque está cubierta la totalidad de la curva; es decir, los agentes tienen a su disposición ofertas para la compra y venta de los productos con entrega semanal, mensual, trimestral y anual.

¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?

La figura del creador de mercado resulta más relevante para aquellos productos que suscitan más interés entre los agentes que desean establecer coberturas; concretamente los productos que van del M+1 al Cal+2 son los más relevantes.

¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?

Endesa considera que no se justifica el establecimiento de un tipo de perfil específico de agentes y que debe preservarse el carácter voluntario de esta figura.

¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?

La actividad del creador de mercado debería ser compensada con una retribución basada en un mecanismo competitivo que compense las obligaciones y riesgos asumidos además de contar con las tarifas especiales de operación en el mercado (de forma similar a las tarifas especiales que se aplican actualmente en OMIP).

¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?

La retribución de esta actividad no debe variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado. En todo caso puede estar justificado establecer diferentes niveles retributivos en función de los productos con vencimientos a más largo plazo que tienen menos liquidez, siempre que no se garantice la cobertura de las posibles pérdidas en que incurra el creador de mercado.

En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

No se debe exigir un volumen mínimo de negociación si no se ofrece como contrapartida la recuperación de las posibles pérdidas en que incurra el creador de mercado. La obligación del creador de mercado es establecer referencias de precio para los productos más demandados en el mercado. El volumen de negociación dependerá de la voluntad de la contraparte, por lo que no se puede exigir al creador de mercado esta obligación.

4. Subastas Grupos Integrados

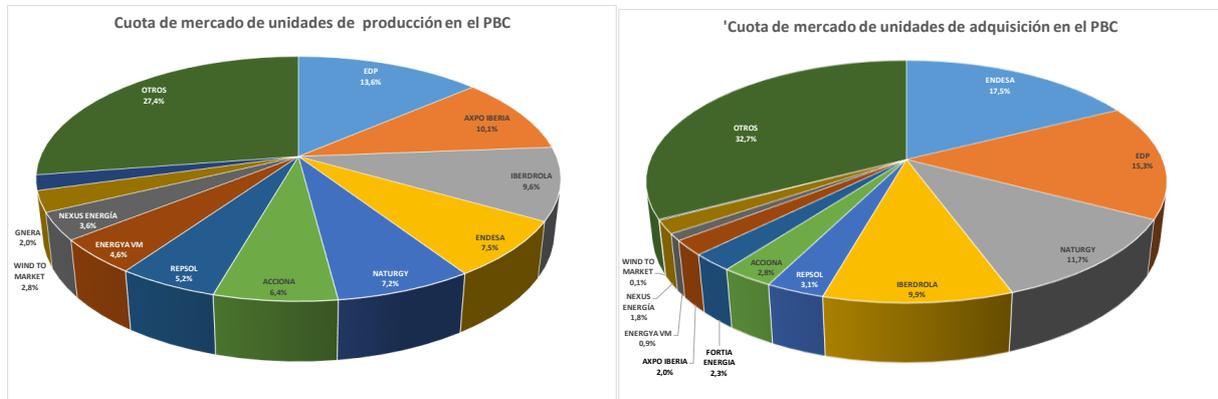
¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria de cierta cantidad de energía procedente de grupos verticalmente integrados como medida para fomentar la contratación a plazo.

Endesa ha mantenido históricamente una posición neta corta entre las compras que realiza la comercializadora y las ventas de la cartera de generación. Es decir, Endesa necesita comprar energía en el mercado y, para dar cobertura al precio de compra, realiza sus operaciones en los mercados a plazo, con subyacente el precio del mercado español o a través de operaciones en los mercados a plazo de las commodities (gas y CO₂).

De hecho, Endesa es el principal agente con saldo neto comprador en el mercado diario, tal como reflejan los siguientes gráficos obtenidos a partir de los datos de 2020 de OMIE:





Fuente: OMIE. Producción y consumo de 2020 agrupado por grupos industriales sin comercializadoras de referencia

Imponer la obligación de participar como vendedor en las emisiones primarias supone privar a Endesa de la capacidad de disponer libremente en el mercado de la potencia de generación de su propiedad, lo cual altera su posición en el mercado.

En el contexto internacional, las obligaciones de emisiones primarias de energía sobre los generadores han respondido a dos motivaciones: como contrapartida para aprobar operaciones de concentración o bien como remedios impuestos por las autoridades de competencia a abusos debidamente identificados. No existen precedentes en cuanto al uso de esta medida para incrementar la liquidez de los mercados a plazo.

Una intervención de este tipo ya fue implementada en el pasado con el fin principal de reducir el nivel de concentración en el mercado y, de forma secundaria, aumentar la contratación a plazo. Actualmente, los índices de concentración en el mercado español no suponen un problema que haya sido puesto de manifiesto por la CNMC en sus informes de supervisión del mercado mayorista.

El carácter intervencionista de esta medida dio lugar a numerosos litigios posteriores y se saldó con sentencias posteriores de anulación de cinco de las siete sesiones de emisiones primarias de energía. Algunos de esos litigios están pendientes todavía de sentencia en los tribunales con importantes indemnizaciones patrimoniales en juego para las empresas a las que se les impuso la obligación. La medida supone un claro ejemplo de una elevada incertidumbre regulatoria que en nada contribuye a la estabilidad del sistema.

El desarrollo de la contratación en los mercados a plazo está íntimamente ligada a la confianza de los agentes en la estabilidad regulatoria que les permita basar sus operaciones en unas previsiones que no se vean alteradas por intervenciones regulatorias.

En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria de cierta cantidad de energía procedente de grupos verticalmente integrados como medida para fomentar la contratación a plazo.

¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

Endesa considera absolutamente inadecuado y desproporcionado el establecimiento obligatorio de un mecanismo de subastas a plazo a modo de emisión primaria de cierta cantidad de energía procedente de grupos verticalmente integrados como medida para fomentar la contratación a plazo.

5. Mecanismos específicamente orientados a renovables

¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

Endesa considera que, cuando se trate de mecanismos de concurrencia competitiva promovidos por el regulador, el traslado de la reducción del precio de mercado derivada de la instalación de potencia renovable de tecnologías maduras con reducidos costes de generación, debe hacerse extensiva al conjunto de los consumidores y no a un sector reducido de la demanda, que puede tener a su disposición la posibilidad de establecer contratos PPA con los titulares de plantas renovables.

Con el fin de incrementar la liquidez en los mercados a plazo a través de mecanismos específicamente orientados a renovables se proponen dos medidas.

1- Aplicable al RECORE.

La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calcula como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante un periodo de seis meses anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.

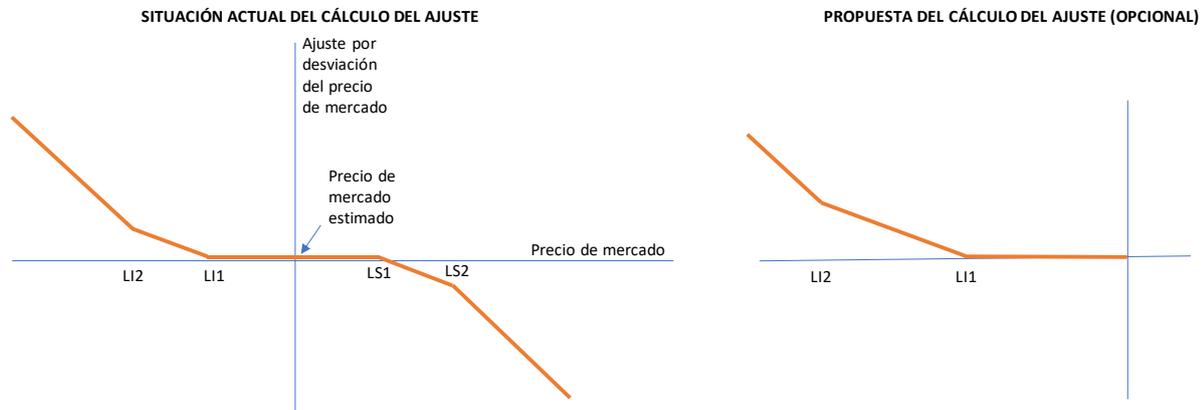
Se establecen también unos límites superiores e inferiores en torno a los valores estimados del precio de mercado. El máximo riesgo que asume el titular de la planta está acotado entre el menor límite inferior y el precio estimado. De forma que, si el precio anual del mercado diario e intradiario se encuentra por debajo del límite inferior, la diferencia hasta el límite inferior la asume el sistema y el titular asume parte de la diferencia entre el límite inferior y el precio estimado.

Este mecanismo conlleva una mayor exposición a mercado que el anterior marco normativo de retribución e incentivos económicos a la producción; sin embargo, esta mayor exposición al precio de mercado no se ha visto reflejada en una mayor participación de este tipo de generación en los mercados a plazo, tal y como se concluye en el "*Estudio sobre comparativa de los precios MIBEL (contado y plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único*" del Consejo de Reguladores del MIBEL, sobre el que se basa el cuestionario.

Una propuesta encaminada a incentivar la participación en el mercado a plazo de las instalaciones acogidas a RECORE podría consistir en ofrecer una alternativa al mecanismo definido en el Art. 22 del RD 413/2014 a la que los titulares de las plantas se podrían acoger de forma voluntaria. En esta alternativa:

- Se modificaría el intervalo de exposición al precio de mercado modificando los valores de los límites inferiores (ampliando los intervalos inferiores, donde el promotor está expuesto) y anulando los límites superiores (desaparecen los intervalos superiores, de forma que el promotor no devolvería al sistema si el precio del mercado diario es superior al estimado). De esta forma el titular tendría un mayor incentivo a realizar la cobertura de sus ventas en el mercado a plazo.
- En caso de que el precio del mercado diario fuese superior al estimado del mercado a plazo:
 - o Si el titular se ha cubierto en el mercado a plazo, no liquidaría con el sistema, pero devolvería la diferencia a través del contrato de cobertura del mercado a plazo.
 - o Si el titular no se ha cubierto, capturaría el excedente.
- En caso de que el precio del mercado diario fuese inferior al estimado del mercado a plazo:
 - o Si el titular se ha cubierto en el mercado a plazo, recuperaría la diferencia a través del contrato de cobertura y, sólo cuando la diferencia fuese mayor que los intervalos ampliados, percibiría además una cobertura parcial del sistema.
 - o Si el titular no se ha cubierto en el mercado a plazo sólo obtendría cobertura parcial del sistema cuando la diferencia entre el precio del mercado diario y el estimado fuese mayor que los intervalos ampliados, tal y como hace el mecanismo actual.
- La acogida a este mecanismo modificado de cálculo del ajuste por desviación del precio de mercado sería voluntaria para los titulares de las plantas RECORE.

Se trata en definitiva de pasar de forma voluntaria a una mayor exposición al precio de mercado, lo que incrementa la necesidad de cubrir la venta en el mercado a plazo al precio estimado para cada año del semiperiodo, a cambio de evitar la devolución al sistema en el caso en que el precio de mercado diario sea mayor que el estimado.



Otra opción es ofrecer a los titulares de plantas renovables en RECORE la renuncia voluntaria a la cobertura que ofrece el sistema a través del mecanismo de ajuste por desviación de precios de mercado. De esta forma la cobertura la haría el titular de la planta directamente en el mercado a plazo; le bastaría con vender un producto carga base de forma que replique el precio del mercado a plazo utilizado en la metodología RECORE. La ventaja es que este producto le ofrecería una cobertura total sin la exposición que actualmente tiene en los intervalos comprendidos entre los límites superiores e inferiores, ya que puede ser más difícil encontrar en el mercado un producto que cubra precisamente estos intervalos.

2- Aplicable al Régimen Económico de Energías Renovables.

Se propone que la liquidación del REER se realice por la diferencia entre el precio resultante de la subasta y el precio del mercado a plazo. De esta forma se incentivaría a que los titulares de las plantas renovables participasen en el mercado a plazo para asegurar la venta de un volumen de energía equivalente a su producción al precio subyacente contra el que se liquidará la energía de subasta.

Además, de esta forma, la diferencia entre el precio de la subasta y el mercado a plazo será prácticamente constante y el comercializador no tendrá problemas de cobertura.

Esta forma de liquidación afectaría de la siguiente forma al titular de una planta renovable:

- Por la energía de subasta producida y vendida en el mercado, percibiría el precio de mercado.
- Adicionalmente percibiría un ingreso por el producto de la energía de subasta producida y la diferencia entre el precio de la subasta y el del mercado a plazo (precio predeterminado a finales del año anterior) si esta diferencia es positiva o bien tendría que pagar si es negativa.
- Para asegurarse el precio de venta de la subasta, el productor renovable podría, de forma voluntaria, acudir al mercado a plazo a vender un volumen equivalente a la producción esperada al mismo precio del mercado a plazo que se vaya a usar como referencia. La liquidación del mercado a plazo otorgaría al productor la diferencia de precio entre el mercado a plazo y el mercado diario, lo que, unido a la liquidación del punto anterior y a

la venta en el mercado diario, daría como resultado el precio de adjudicación de la subasta.

A diferencia de la liquidación contra el precio horario del mercado, la liquidación contra el precio del mercado a plazo sería fácil de determinar a priori, puesto que la referencia de precio sería fija. Ello supone que el riesgo de variación del precio de mercado (que afecta al excedente o déficit de la liquidación) dejaría de ser asumido íntegramente por el consumidor para trasladarlo a los titulares de las plantas que, no obstante, podrían cubrirlo fácilmente en los mercados a plazo.

Todo esto daría liquidez a los mercados a plazo, especialmente por el lado de la venta, y hay que tener en cuenta que contar con un mercado a plazo desarrollado y con suficiente profundidad facilita la cobertura de riesgos de todos los agentes, especialmente por el lado de la compra, y, en consecuencia, la competencia en comercialización y la financiación de los proyectos renovables.

Además, la liquidación de las subastas contra el precio de los mercados a plazo sería fácilmente gestionable por los productores renovables acudiendo a los mercados a plazo a cubrir el riesgo de la liquidación de las subastas. Esta cobertura sería muy sencilla de realizar, ya que se trataría de vender el producto base del mercado a plazo (nada que ver con el perfil de producción del productor renovable) por un volumen correspondiente a la energía producible de la subasta, espaciada a intervalos regulares en el periodo de cálculo del precio del mercado a plazo utilizado como referencia (por ejemplo del 1 de diciembre al 30 de noviembre del año siguiente), labor normalmente realizada por los sistemas automáticos implementados por los traders y operadores habituales.

A modo de ejemplo, en el año anterior a la entrega, el adjudicatario de la subasta vendería en el mercado a plazo un volumen de energía equivalente a la producción esperada de su planta, supongamos 2.000 MWh anuales, al precio del mercado a plazo. La venta la haría en el mismo periodo que se defina para calcular el precio del mercado a plazo que se use como referencia (supongamos 12 meses). Tendría que vender cada día una fracción igual a los 2.000 MWh entre los días de cotización elegidos y el producto que vendería sería una carga base. De esta forma se aseguraría que los 2.000 MWh se han vendido al mismo precio del mercado a plazo que se va a usar como referencia en la liquidación. Supongamos que este precio de referencia es de 30 €/MWh y que el adjudicatario consiguió en la subasta un precio de adjudicación de 35 €/MWh.

Llegado el periodo de entrega:

- En una hora determinada, la planta percibirá el precio del mercado por la venta de la energía, supongamos 15 €/MWh.
- La liquidación del mecanismo REER le aportará la diferencia entre el precio de adjudicación y el precio del mercado a plazo: $35 - 30 = 5$ €/MWh. De esta forma la planta habrá percibido 20 €/MWh por la venta de energía en el mercado.
- Ahora le corresponde liquidar la venta que hizo en el mercado a plazo. Esa venta le reportará el precio del mercado a plazo menos el precio del mercado diario: $30 - 15 = 15$ €/MWh. Así la planta se asegurará los 35 €/MWh del precio de adjudicación de la subasta.

En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:

¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?

Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?

En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

Tal y como se ha expuesto, Endesa considera que, cuando se trate de mecanismos de concurrencia competitiva promovidos por el ministerio, el traslado de la reducción del precio de mercado derivada de la instalación de potencia renovable de tecnologías maduras con reducidos costes de generación, debe hacerse extensivo al conjunto de los consumidores y no a un sector reducido de la demanda.

Con el fin de incrementar la liquidez en los mercados a plazo a través de mecanismos específicamente orientados a renovables se proponen las dos medidas expuestas que se pueden aplicar a las instalaciones en RECORE y en REER de forma respectiva.

Con respecto a las GdO, la normativa europea (ya implementada en España) contempla una total desvinculación de ambos productos, energía y GdO, una vez que la energía ha sido generada y las GdO emitidas. De hecho, las GdO negociadas en un año corresponden a energía generada el año anterior, y su finalidad es exclusivamente a efectos de información de la energía consumida por los consumidores finales de energía. Por todo ello, no se considera adecuado ningún tipo de vinculación entre productos a largo plazo de energía y las GdO.

Una medida que fomentaría la liquidez del mercado a plazo podría ser el establecimiento de una zona única de precio de Mercado Diario en España y Portugal.

Tanto OMIP como OTC ofrecen productos cuyo subyacente es el precio del mercado en España, lo cual impide que los operadores portugueses puedan cubrir el riesgo de precio de Portugal sin asumir el riesgo en las horas en que los precios de ambos mercados no coinciden. Comercializadores y productores (incluidos los productores renovables) serían más proclives a cubrirse en el mercado a plazo si el subyacente les proporciona una cobertura perfecta, lo cual incrementaría la liquidez.

6. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

Al margen de la cobertura que supone para los pequeños productores renovables los mecanismos retributivos del RECORE y de REER ya comentado, probablemente la percepción del riesgo en los agentes de menor tamaño sea diferente por la falta de una cultura de cobertura de riesgos a través de los productos negociados en los mercados a plazo, y por la necesidad de contar con recursos cualificados para participar en la negociación en el mercado a plazo.

Otra barrera regulatoria que frena la participación de los agentes de menor tamaño radica en las prohibiciones y obligaciones de reporte de datos exigidas por la normativa europea REMIT, EMIR y MiFID.

¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

Los contratos que se negocian en el mercado a plazo suelen tener un volumen mínimo suficientemente flexible (1 MW) y existe una gran variación temporal de los periodos de liquidación, por lo que el diseño de los productos no debe ser considerado como una barrera insalvable.

¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

El agregador independiente es un agente del mercado de producción de energía eléctrica que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente. Por agregación debe entenderse aquella actividad en la que se combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.

El servicio de cobertura de riesgo en el mercado a plazo puede ser realizado por el agregador independiente o por cualquier entidad financiera siempre que se cumpla lo dispuesto en la normativa de este mercado. No parece especialmente relevante la figura del agregador independiente a la hora de fomentar la participación de los agentes de menor tamaño.

En cuanto a la participación en el mercado de los agentes productores de menor tamaño, en la actualidad se realiza en el mercado de producción mediante la figura del representante, el cual está perfectamente capacitado para participar en los mercados a plazo. Su escasa participación está más motivada en la ausencia de riesgo por parte de estos productores, gracias al RECORE y en un futuro al REER, más que en dificultades técnicas u operativas, más allá de los requisitos exigidos por la normativa europea REMIT, EMIR y MiFID.

¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?

Entendemos que no es necesario adoptar ninguna específica, ya que los mercados a plazo son mercados libres donde puede participar cualquier tipo de agente sin más que cumplir los requisitos correspondientes.

No obstante, obviamente sí que es necesario desarrollar en la regulación vigente la normativa que permita el desarrollo de actividad de estos agentes, así como el almacenamiento, específicamente en las reglas de mercado y en los procedimientos de operación del sistema, normativa que actualmente está en proceso de implementación.

¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

La participación de las instituciones financieras en el mercado a plazo español está muy vinculada con la estabilidad regulatoria. Episodios como anulación de la vigesimoquinta subasta CESUR con posterioridad a su celebración el 19 de diciembre de 2013 generan una plena desconfianza entre los participantes, entre ellos varias instituciones financieras, que se traduce en una menor participación en el mercado a plazo.

El principal mecanismo para incentivar la contratación en el mercado a plazo es evitar las intervenciones regulatorias no previstas por los agentes que tengan un impacto en el proceso de formación de precios del mercado. En este sentido, medidas como los tributos de la Ley 15/2012, que afectan al precio final de la electricidad o el traslado al precio de la energía del resultado de las nuevas subastas del Régimen Económico de las Energías Renovables, son señales que afectan a la liquidez de los productos con entrega a largo plazo negociados en el mercado.

Lo mismo puede considerarse con respecto a propuestas públicas de intervención en los mercados, tales como la consideración de realización obligatoria de Emisiones Primarias de Energía o de obligaciones de market makers.

7. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?

La formación sobre la cobertura de riesgos, las características de los mercados a plazo y su funcionamiento pueden resultar de gran utilidad sobre todo a los agentes de menor tamaño.

¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?

La principal duda que suscita la contratación a plazo está relacionada con la necesidad de mantener la estabilidad regulatoria en el sector y el compromiso de evitar intervenciones en el mercado de producción no previstas por los agentes.

La participación de entidades no financieras en los mercados a plazo no suscita dudas relevantes siempre que se haga dentro del cumplimiento de la normativa vigente.

Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL

Fortia Energía S.L. agradece los trabajos del Consejo de Reguladores del MIBEL iniciados en 2019 para mejorar la liquidez de los mercados a plazo que se encuentra muy por debajo de lo observado en otros mercados europeos y que resulta, entre otras cosas, en mayores primas de riesgo, insuficiente profundidad y decreciente disponibilidad de oferta a lo largo de la curva.

A continuación, se responde a las preguntas propuestas en el cuestionario de la consulta.

Liquidez del mercado

- Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?

La elevada prima de riesgo identificada por la CNMC tanto en su estudio “Análisis de las primas de riesgo ex post en España, Alemania y Francia” como en sus informes periódicos de seguimiento de los mercados a plazo de energía eléctrica, indicaría que habría mayor presión desde el lado de la compra que desde el lado de la venta. Por tanto, la inyección de liquidez debería hacerse sobre el lado de la venta.

- En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?

La contratación bilateral física de los grupos verticalmente integrados drena liquidez del mercado a plazo y además supone un obstáculo para revelar los precios de equilibrio en el mercado a plazo.

En tanto la regulación permita la integración vertical de la generación y la comercialización dentro del mismo grupo empresarial no podrá evitarse que se produzcan coberturas de precio entre las dos actividades, pero sería preferible que éstas se hicieran con visibilidad y abiertas a todos los agentes, evitando los contratos bilaterales intragrupo o la autocasación de ofertas en mercados organizados.

Papel de los creadores de mercado (market makers) en los contratos

- ¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?

Son importantes para dar confianza en la señal del mercado, pero la realidad es que, en la actualidad, en los plazos más largos no cumplen su papel, sino al contrario, pues crean una ficción de mercado publicando precios a los que no es posible en la práctica hacer transacciones.

Para aumentar la liquidez en plazos más largos (≥ 2 años), en los que además la demanda no se presenta laminada en el tiempo sino de forma discontinua en grandes lotes, los creadores de mercado no son el instrumento adecuado.

La solución vendría de la organización de subastas ad hoc que concentraran oferta y demanda y proporcionaran la necesaria liquidez. En estas subastas, el concepto tradicional de creador de mercado pasaría a ser el de “emisor de mercado”, papel que deberían desempeñar los agentes vendedores con recursos suficientes de capacidad de producción.

Estas subastas, que podríamos llamar “subastas de liquidez”, actuarían como una emisión primaria para plazos superiores a un año y que, en segunda ronda, proporcionarían también liquidez al mercado de negociación continua.

- ¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?

Sí, el número de creadores de mercado es relevante y sería conveniente incrementar su número, pero también su compromiso en volumen y en el mantenimiento de un diferencial estrecho entre la compra y la venta.

Para los plazos más largos (≥ 2 años), como se ha dicho, la dinamización vendría de las “subastas de liquidez”, en las que además de prever la participación de “emisores de mercado” se debería limitar la participación como compradores a los grupos integrados verticalmente, con objeto de asegurar que la inyección de liquidez alcanza a la demanda final.

- ¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?

Si bien los creadores de mercado podrían mejorar la liquidez de la negociación en los plazos más cercanos (hasta el CAL+1 incluido), para los productos de carga base más lejanos (a partir del CAL+2) que hoy presentan una baja o nula negociación, la solución serían las “subastas de liquidez” en las que se podrían ofrecer productos con vencimientos desde el CAL+2 y hasta el CAL+5.

Para plazos más lejanos (≥ 5 años), la negociación de productos estándar de carga base no parece que pueda estimularse con facilidad al no ofrecer éstos una cobertura eficiente a la generación de origen renovable. Esto da pie a plantear otro segundo tipo de subastas para ese horizonte, que podríamos denominar “subastas secundarias” por basarse en generación existente. Estas subastas, para poder contar con suficiente oferta, se deberían plantear para contratos no de carga base sino con perfil de producción, de manera que los productores de energía renovable con exposición al riesgo de mercado pudieran actuar como “emisores de mercado”, como se comentará más adelante.

- ¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?

El papel de creador de mercado es apropiado para agentes muy activos en trading y con una gran cartera de negociación. En este sentido, además de aquellos que se ofrezcan voluntariamente, los operadores calificados como dominantes deberían desempeñar de manera obligatoria esa función en los mercados organizados.

En cuanto a la figura referida anteriormente de “emisor de mercado”, de agentes comprometidos con el aseguramiento de la oferta de venta en las “subastas de liquidez” o en las “subastas secundarias”, como criterio general, con independencia de que exista agentes que quieran sumarse de manera voluntaria, debería exigirse su prestación a aquellos sujetos vendedores que reciban o hayan recibido contraprestaciones del sistema tarifario (pagos de capacidad, costes de transición a la competencia, primas o suelos mínimos de rentabilidad etc.), para un % de su capacidad de producción.

- ¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?

Los creadores de mercado reciben de las cámaras condiciones ventajosas de participación que se podrían extender a los “emisores de mercado”.

Adicionalmente, se podría plantear un tratamiento preferente con relación a los instrumentos de garantía exigibles, de manera que el propio activo de producción sirviera de respaldo de sus operaciones y evitara el recurso a instrumentos financieros con coste explícito.

En cualquier caso, al menos los agentes denominados “emisores de mercado”, ya estarían recibiendo como beneficio de su actuación una cobertura de riesgos eficiente y con bajos costes de intermediación.

- ¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?

Parece delicado discriminar entre participantes por su perfil, más allá de las que resulten de su diferente volumen de actividad.

- En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

-

Subastas Grupos Integrados

- ¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

Las experiencias de VPPs en el pasado han demostrado ser complejas desde el punto de vista de su diseño y controvertidas en su implementación.

Además, como se ha indicado anteriormente, es la propia integración vertical de la generación y la comercialización la que resta liquidez a los mercados a plazo, de forma que medidas que contuvieran la bilateralización intragrupo de los operadores dominantes podrían resultar más sencillas de aplicar y dar mejores resultados que con la organización de VPPs sobre parte de su capacidad de generación.

Como alternativa a programas de VPP obligatorias para los grupos integrados, se propone requerir su participación como “emisores de mercado” en las “subastas de liquidez”, para un % de su capacidad firme de producción.

- En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?
- ¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

Mecanismos específicamente orientados a Renovables

- ¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

Sí. El entorno ha cambiado. Desde el lado de la oferta una nueva generación de productores independientes de origen renovable tiene interés en disponer instrumentos de cobertura para reducir su exposición al precio del mercado y estabilizar sus ingresos en el tiempo. Y desde el lado de la demanda, los grandes consumidores también reclaman productos de largo plazo con los que reducir la incertidumbre de sus costes de aprovisionamiento y asegurar su competitividad.

Además, la reciente creación de la categoría de consumidor electrointensivo en España -como ya se indica en el documento de consulta- ha dado lugar a unas necesidades específicas de compra de energía a plazo de origen renovable para este colectivo que deberían poder ser atendidas desde el mercado.

Es, sin duda, un contexto apropiado para la organización de subastas de tipología específica, y a las que nos referimos como “subastas secundarias”, que faciliten un punto de encuentro entre la oferta y la demanda en plazos largos (≥ 5 años) y que

complementarían a las sugeridas “subastas de liquidez” en las que se negociarían productos estándar de carga base en plazos intermedios (entre 2 y 5 años).

Con las “subastas secundarias” para contratos con perfil de producción, las instalaciones renovables existentes podrían actuar como “emisores de mercado”.

- En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:
 - ¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?
 - Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?
 - En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

Las “subastas secundarias” se podrían encajar en plazos a partir de los 5 años a la vista, con productos también a 7 o 10 años, siendo recomendable una categorización por tecnologías o mediante el establecimiento de perfiles de referencia que sirvieran para valorizar de forma objetiva la producción ofertada.

Estas subastas deberían estar abiertas de forma voluntaria a la generación de origen renovable que haya surgido de iniciativas puras de mercado, pero debería ser obligatoria, en una determinada proporción, para instalaciones que hayan participado en el pasado en esquemas de retribución regulada como es el RECORE en España o el PRE en Portugal.

Del lado de la demanda, se debería dar cabida, directo o indirecto a través de sus suministradores, a los grandes consumidores y en particular a los electrointensivos, que han adquirido un compromiso de compra de energía renovable ante el sistema tarifario, así como a comercializadores independientes.

El modelo de referencia de las “subastas secundarias” podría inspirarse en las subastas recientemente organizadas en Portugal y España para la nueva generación renovable, con las adaptaciones necesarias para tener en cuenta la multilateralidad de las relaciones a las que da lugar que la demanda esté configurada por múltiples compradores.

Es recomendable el uso de productos físicos que eviten a los compradores la singularidad asociada al tratamiento de derivados financieros.

Sería recomendable que en estas subastas se aceptaran como garantías financieras seguros de crédito y las garantías corporativas de compradores que pudieran demostrar su solvencia.

También sería recomendable que la energía vendida llevara asociada las garantías de origen correspondientes a la producción, de manera que fuera utilizable por los consumidores electrointensivos a la hora de justificar sus compromisos de compra ante las entidades supervisoras del cumplimiento de los requisitos de su cualificación.

Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

- ¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

Para facilitar la participación de los agentes de menor tamaño, en el mercado organizado OMIP (polo español), se podrían aceptar contratos de hasta 0,1 MW como se hace en el polo portugués y en el mercado spot de OMIE.

- ¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

Sí, recomendamos establecer contratos de menor dimensión (0,1 MW), pero para estos volúmenes no parece que haya demanda suficiente de productos perfilados como para incluirlos en la negociación continua de contratos a plazo, y que además llevaría a una reducción de la liquidez de los productos actuales.

- ¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

Un agregador de compra en los mercados a plazo plantea la compleja cuestión de la gestión de las garantías de crédito, de forma que las responsabilidades no sean exigibles de manera solidaria a sus partícipes, lo que puede no hacer efectiva el desarrollo de esta figura.

- ¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?
- ¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

- ¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?
Sí, siempre es interesante y además puede ayudar a motivar la participación de más agentes. Sería conveniente que no solo se explique el funcionamiento del mercado en sí, sino también que se proporcione una mayor visión de la gestión de riesgos y de la problemática de trading desde el punto de vista financiero y contable.
- ¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?
El requerimiento ilimitado de garantías líquidas para atender las posiciones negociadas.

29 enero de 2021

29 / enero / 2021

**Comentarios a la
consulta pública del
Consejo de Reguladores
del MIBEL sobre
posibles medidas para
mejorar la liquidez de los
mercados a
plazo del MIBEL**

ÍNDICE¹

Resumen ejecutivo	3
1. Liquidez del mercado	5
2. Papel de los creadores de mercado (<i>market makers</i>) en los contratos.....	6
3. Subastas Grupos Integrados	7
4. Mecanismos específicamente orientados a renovables	8
5. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño.....	9
6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo	11
7. Comentarios sobre el informe del CR MIBEL 2013-2018	11

¹ En este documento se presentan los comentarios de IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA, SAU a la *Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL*, abierta desde el 22 de diciembre de 2020 hasta el 29 de enero de 2021 con número de expediente **INF/DE/016/20**.
<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/consulta-publica-mibel>
https://www.mibel.com/es/home_es/

Resumen ejecutivo

Valoramos positivamente la iniciativa del Consejo de Reguladores del MIBEL (CR MIBEL) de evaluar periódicamente los mercados de su competencia y reflexionar sobre las eventuales mejoras que puedan necesitar.

La presente consulta de enero de 2021 tiene como origen el informe que el CR MIBEL publicó en julio de 2019, con un análisis del periodo 2013-2018. Desde ese estudio ha habido acontecimientos regulatorios relevantes en torno a la necesidad de adoptar medidas para acelerar la descarbonización, a nivel mundial, europeo y nacional. Al final de este documento añadimos un apartado adicional con algunos comentarios sobre el informe y el contexto actual.

Respecto a las preguntas planteadas en la consulta, resumimos a continuación nuestras aportaciones:

- Creemos que **la situación actual del mercado de plazo en el MIBEL deriva fundamentalmente de las decisiones regulatorias tomadas desde 2008 hasta la actualidad**, que generan inseguridad en los agentes y desincentivan la participación. Consideramos que **posibles medidas de inyección de liquidez, aunque sea en estudio, lanzan ya un mensaje de intervención a los agentes**, tal y como se ha observado en el pasado, con el consiguiente impacto negativo sobre la liquidez que se pretende fomentar.
- Algunas medidas regulatorias actuales, tales como **subastas para la generación renovable (que proporcionan cobertura a los generadores), impuestos referenciados al precio eléctrico (IVPEE del 7%, canon hidráulico) o la indexación de la tarifa regulada al mercado spot** se traduce en un desincentivo o una menor necesidad de la utilización de los mercados a plazo tanto del lado de la compra como de la venta y en la eventual salida del mercado de entidades financieras y fondos.
- Actualmente todos los participantes en el mercado, independientemente de su tamaño, consiguen un **grado satisfactorio de cobertura entre actividades a través de los Power Purchase Agreements (PPAs)**. La integración vertical no debería ser un elemento de decisión para evaluar posibles medidas en este momento. Cualquier medida que se valore en el futuro no puede lanzar una señal expropiatoria de tipo administrativo al mercado, teniendo en cuenta además que las empresas compiten entre sí en el mercado interior europeo.
- Creemos que **la regulación aplicable sobre operadores dominantes en el ámbito MIBEL está obsoleta, por lo que debería eliminarse**. Las medidas que cada regulador pudiera querer adoptar han de valorarse sobre la base de indicadores rigurosos y comparativas exhaustivas con el grado de competencia en otros países europeos, evaluarse periódicamente y articularse dentro del marco normativo de política de competencia, tanto nacional como europeo, y de acuerdo con los poderes conferidos a cada regulador.
- **Las tarifas reguladas han de orientarse sólo a los clientes vulnerables**, en línea con el artículo 5 de la *Directiva (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE*. Esta tipología de clientes **no debería estar expuesta a la volatilidad de los precios del spot**.

- La actividad de *market making* ha de ser voluntaria, y ha de contratarse por los diferentes *market venues* que operan en competencia, si el mercado obtiene un beneficio superior al coste que supone contratar al agente *market maker*.
- Para una correcta formación de precios y evitar distorsiones debe haber “**tolerancia regulatoria y política**” a la volatilidad en todos los plazos de entrega, en línea con los fundamentos del diseño de mercado europeo. Los mercados a plazo son, de hecho, la herramienta más adecuada para mitigar los riesgos asociados a la mayor volatilidad del mercado spot. Los agentes, tanto del sector como entidades más ajenas, conocen ese entorno en otros mercados comparables y perciben los sucesivos cambios regulatorios e intervenciones como un riesgo no gestionable.
- Ligado a esta cuestión, pensamos que el CR MIBEL podría adoptar **medidas para alinear todavía más los mercados diario e intradiario del MIBEL a las prácticas europeas**. En particular, mayor flexibilidad de oferta, adaptada a la transición energética, y eliminar las obligaciones de oferta.

1. Liquidez del mercado

Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?

La participación de los agentes en el mercado a plazo, tanto del lado de la compra como de la venta, depende fundamentalmente de sus necesidades de cobertura y del contexto de los mercados. En el caso del sector eléctrico, la certidumbre regulatoria y sin intervenciones juega también un papel relevante. De la coyuntura y las perspectivas futuras deriva un mercado creciente y dinámico de PPAs en España, tal y como las cifras y anuncios recientes demuestran².

Algunas medidas regulatorias actuales, tales como **subastas para la generación renovable (que proporcionan cobertura a los generadores), impuestos referenciados al precio eléctrico (IVPEE del 7%, canon hidráulico) o la indexación de la tarifa regulada al mercado spot** se traduce en un desincentivo o una menor necesidad de la utilización de los mercados a plazo tanto del lado de la compra como de la venta y en la eventual salida del mercado de entidades financieras y fondos.

En este contexto, creemos que **la situación actual del mercado de plazo en el MIBEL deriva fundamentalmente de las decisiones regulatorias tomadas desde 2008 hasta la actualidad**, que generan inseguridad en los agentes y desincentivan la participación. Por tanto, consideramos que **posibles medidas de inyección de liquidez no irían a la raíz del problema, sino que superpondrían una nueva capa de intervención. En este sentido, aunque dichas medidas estén sólo en estudio, lanzan ya un mensaje de intervención a los agentes**, tal y como se ha observado en el pasado, con el consiguiente impacto negativo sobre la liquidez que se pretende fomentar.

En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?

La cobertura entre actividades se está produciendo de manera natural a través de los PPAs, tanto físicos como financieros, como se ha comentado en la pregunta anterior.

La contratación a plazo de todo tipo es una herramienta fundamental al alcance de todos los intervinientes, presente en la Ley del Sector Eléctrico (Ley 24/2013, de 26 de diciembre) y en el Convenio MIBEL³. La negociación en los mercados a plazo organizados es sólo una de las herramientas de cobertura que un sector eléctrico maduro como el español tiene en su mano. De hecho, todas las modalidades de mercado a plazo (incluyendo los PPAs) están conectadas por la posibilidad de arbitrar entre ellas. Esto hace que el mercado a plazo, pese a sus distintas modalidades, sea de hecho tan sólo uno. Así, a efectos de la liquidez del mercado, es irrelevante en cuál de ellas se producen las transacciones. Forzar a que las transacciones se produzcan en una u otra modalidad de contratación no modificará la liquidez conjunta del mercado.

² <https://www.pv-tech.org/news/pexapark-european-ppas-to-exceed-10gw-capacity-in-2021>

³ Art. 6 <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-8892#a6>

En este sentido, **la nominación física de contratos a plazo es una herramienta meramente facilitadora del proceso de entrega y liquidación de la energía** sin impacto financiero en los agentes ni sobre la liquidez del mercado a plazo en su conjunto. Los mercados spot (organizado y bilateral) son una herramienta de ajustes y el vehículo para el despacho técnico-económico de todos los recursos disponibles, tal y como se diseña en normativa europea y está instaurado en mercados centroeuropeos.

Ligado a esta cuestión, pensamos que el CR MIBEL podría adoptar **medidas para alinear todavía más los mercados diario e intradiario del MIBEL a las prácticas europeas**. En particular:

- **Mayor flexibilidad de oferta, adaptada a la transición energética.** Es decir, formatos de oferta centroeuropeos al alcance de todos los recursos, incluyendo almacenamiento e hibridación, así como nominación directa a los operadores del sistema del resultado agregado de los mercados spot organizados.
- **Eliminar las obligaciones de oferta**, como la ligada al volumen de generación comprometida en bilateral, en consonancia con un modelo spot de ajustes.
- **Eliminación de la exposición a la volatilidad spot en las tarifas reguladas**, que además han de estar destinadas sólo a los consumidores vulnerables.

2. Papel de los creadores de mercado (*market makers*) en los contratos

¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?

La actividad de *market making* es una **herramienta que debe ser utilizada por los *market venues* que actúan en competencia, para desarrollar su negocio atrayendo la liquidez**.

Por otro lado, la actividad en los contratos de mayor plazo ha de analizarse cuidadosamente, porque puede introducir un mayor **riesgo de contrapartida en la cámara de compensación**. Las garantías depositadas por los agentes se valoran basadas en precios de productos que por su naturaleza son menos líquidos y, por tanto, cuya volatilidad es difícil estimar.

¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?

Son los *market venues* quienes tienen a su alcance esta herramienta y pueden evaluar mejor los beneficios incrementales que supondría contratar el servicio (con mayor o menor intensidad), valorando adecuadamente el coste incurrido.

¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?

Ver respuestas a preguntas anteriores en este bloque.

¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?

Debería ser una **actividad abierta a cualquier tipo de agente**, siempre que cumpla con los requisitos técnicos y económicos necesarios para desarrollar dicha actividad.

¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?

El marco contractual del *market making* lo determinará, y el proceso competitivo para la selección arrojará el precio que incorpora las medidas reflejadas en dicho marco contractual.

Entendemos que deben ser las *market venues* en libre competencia quienes determinen los beneficios que esperan de dicha actividad. Es decir, en el caso de que el beneficio esperado por una mayor negociación sea superior al coste de contratación de la figura del creador de mercado, **serán las propias *market venues* quienes acuerden con los agentes tanto los requisitos de la figura de creador de mercado como la compensación económica por la prestación del servicio.**

¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?

No. Ver respuestas a preguntas anteriores en este bloque.

En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

N/A.

3. Subastas Grupos Integrados

¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

El mercado eléctrico español ha alcanzado niveles de madurez y convergencia europea muy elevados, tanto a nivel mayorista como minorista, tal y como reflejan los informes de supervisión regulares de la CNMC⁴.

Creemos que **el mecanismo de emisiones primarias de energía es un marco de actuación obsoleto**⁵. Se implantó en un contexto de promoción de entrada de nuevos agentes que hoy está superado, con decenas de operadores de todo tipo y nacionalidad activos en el mercado, o adquiriendo carteras de clientes y activos. Se podría aplicar actualmente en el marco de políticas de competencia en situaciones muy particulares⁶ o en mercados inmaduros que están enfrentándose a un proceso de liberalización, y teniendo siempre en cuenta que las empresas compiten entre sí en el mercado interior europeo. De otro modo tendría una **característica expropiatoria de tipo administrativo** difícilmente justificable. Por otro lado, desconocemos cuáles serían los mecanismos del lado portugués para evaluar una medida coherente dentro del CR MIBEL, ya que a priori la asignación de competencias es distinta que en España, más allá del Convenio MIBEL.

⁴ <https://www.cnm.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#supervision>

⁵ Disposición adicional octava de la Ley del Sector Eléctrico.

<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645#daoctava>

Art. 7 ter del Convenio MIBEL: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-8892#a7ter>

⁶ Fusiones, adquisiciones o caso de Francia, con el mecanismo ARENH y su reforma en curso en el contexto del rediseño societario de una empresa con control estatal como EDF.

Queremos aprovechar la oportunidad para plantear dos cuestiones respecto a la aplicación de otras medidas regulatorias en España con relación a la política de competencia:

- Creemos que **la regulación aplicable sobre operadores dominantes en el ámbito MIBEL está obsoleta⁷, por lo que debería eliminarse**. Las medidas que cada regulador pudiera querer adoptar han de valorarse sobre la base de indicadores rigurosos y comparativas exhaustivas con el grado de competencia en otros países europeos, evaluarse periódicamente y articularse dentro del marco normativo de política de competencia, tanto nacional como europeo, y de acuerdo con los poderes conferidos a cada regulador.
- **Las tarifas reguladas han de orientarse sólo a los clientes vulnerables**, en línea con la el artículo 5 de la *Directiva (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE⁸*. Esta tipología de clientes **no debería estar expuesta a la volatilidad de los precios del spot**.

En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?

N/A

¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

N/A

4. Mecanismos específicamente orientados a renovables

¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras^(*), en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

(*) En este contexto, se consideran tecnologías que, como resultado de su evolución, presentan una estructura de costes capaz de competir en el mercado con las demás tecnologías más desarrolladas.

No se entiende la medida propuesta, puesto que **las subastas actuales están diseñadas recientemente por los Gobiernos respectivos**, considerando también la cuestión tecnológica que se menciona, y de acuerdo con el marco general europeo de este tipo de subastas. **Un solape de medidas sería inconsistente y, desde luego, no deseable**, por lo comentado en el bloque de preguntas nº 1 sobre **las intervenciones regulatorias y su efecto en las señales del mercado**.

Igualmente, del lado de la compra en España, **el Estatuto del Consumidor Electrointensivo** recientemente aprobado (Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre) articula un fomento de la contratación a plazo que puede arrojar interesantes beneficios para ambas partes de los acuerdos bilaterales que se concluyan. **No creemos conveniente cualquier iniciativa de tutela regulatoria del mecanismo de**

⁷ Art. 7 bis del Convenio MIBEL <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2006-8892#a7bis>

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

contratación a plazo allí previsto, cuando acaba de despegar. Puede inducir desequilibrios de base y restar incentivos a innovar en las formas de contratación en un mercado que, como se ha mencionado, ya tiene de por sí una fuerte predisposición frente a los PPAs.

En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:

- ¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?
- Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?
- En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

N/A

5. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

Cualquier agente ya está accediendo o puede acceder al mercado a plazo, cada uno de acuerdo con sus características, evaluación de riesgos y necesidades de cobertura, disponiendo de los productos y servicios de intermediación disponibles, siempre teniendo en cuenta su carácter mayorista. En cualquier caso, cada agente debe tener en cuenta los umbrales aplicables en la regulación financiera y las obligaciones que se desencadenan por superar los mismos.

¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

Los *trading venues* en competencia ya han introducido medidas de este tipo (menor *tick size*, diferentes productos) y consideramos que pueden seguir haciéndolo, si lo consideran conveniente. Desde nuestro punto de vista consideramos que **el tamaño actual de los contratos estándar es adecuado y está en línea con los mercados europeos de ámbito mayorista** (lotes de 1 MW).

¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

La figura del agregador independiente tiene un papel reflejado en la *Directiva (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE*.

En España, tras introducción de la figura en la Ley del Sector Eléctrico en 2020⁹, se va a reformar la normativa española durante este año 2021 para su incorporación efectiva al mercado, concretamente en el de servicios de ajuste, dado que los mercados que

⁹ Mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.

gestionan estos servicios es donde pueden tener un rol más definido. Entendemos que la situación en Portugal es similar.

A este respecto, aprovechamos para trasladar de nuevo la necesidad de que los servicios de ajuste que se reformen, o los nuevos que se definan, han de diseñarse de acuerdo con un régimen contractual, y ser adjudicado en condiciones de mercado, de acuerdo a la normativa europea. De este modo, se lanzarán las señales de inversión adecuadas para todo tipo de proveedores y se reducirá la incertidumbre regulatoria.

Respecto a la figura legal del agregador independiente en sí, **antes de su incorporación efectiva en el mercado será fundamental desarrollar un esquema de derechos y obligaciones adecuado, igual que el resto de actividades y sin discriminaciones, para evitar un despliegue no consistente**, tal y como la CNMC manifestó recientemente en su informe sobre el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética¹⁰.

¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?

Como hemos comentado en la pregunta anterior, pensamos que la figura de agregador independiente está más orientada a extraer valor de las flexibilidades de pequeños recursos, labor que también puede hacer el comercializador.

En principio, la actividad de agregador independiente no estaría ligada al mercado a plazo, en coherencia con no tener relación con el suministro. Más bien **juega un papel dinamizador en el mercado de servicios de operación en la red de transporte y de distribución**.

En cualquier caso, si los agregadores independientes quisieran hacer uso de las herramientas de contratación a plazo, podrán hacerlo, como cualquier otro agente, teniendo en cuenta lo comentado anteriormente en este bloque de preguntas. En particular, por su lado tendría que evaluar el valor generado en el plazo agregando contratos, cuando los lotes ya de por sí son muy bajos (1 MW).

¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

En el mercado a plazo los indicadores relevantes interrelacionados son tanto la liquidez como la volatilidad, por lo que ha de haber **“tolerancia regulatoria y política” a la volatilidad en todos los plazos de entrega**, en línea con los fundamentos del diseño de mercado europeo.

Los mercados a plazo son, de hecho, la herramienta adecuada para mitigar la volatilidad en el spot. **Los agentes, tanto del sector como entidades más ajenas (como son las instituciones financieras, por ejemplo), conocen ese entorno en otros mercados comparables** y perciben los sucesivos cambios regulatorios e intervenciones como un

¹⁰ IPN/CNMC/004/20 <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00420>, páginas 32 a 34.

riesgo no gestionable. Estos riesgos no gestionables ahuyentan a los agentes ajenos al sector.

6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?

La labor de divulgación en todo momento es muy útil, por lo que siempre valoramos de manera muy positiva este tipo de medidas.

¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?

En general, estos últimos años ha sido complejo gestionar la **regulación financiera** aplicable a entidades que desarrollan su actividad en los mercados a plazo para fines de cobertura de riesgos en sus negocios. También ha de entenderse que **los mercados a plazo se configuran en el ámbito mayorista, con las ventajas e inconvenientes que ello conlleva.**

7. Comentarios sobre el informe del CR MIBEL 2013-2018

El informe del CR MIBEL de julio 2019 fue un ejercicio interesante. Desde ese estudio ha habido acontecimientos regulatorios relevantes en torno a la necesidad de adoptar medidas para acelerar la descarbonización, por lo que puede ser conveniente no sacar conclusiones sin actualizar el estudio, ampliando el periodo temporal a 2013-2018, y actualizarlo de manera regular.

Aprovechamos esta consulta para trasladar comentarios al mismo:

- En los factores explicativos de tipo regulatorio, sería necesario mencionar los impuestos referenciados el precio eléctrico (IVPEE del 7%, canon hidráulico), que retira generación disponible para venta a plazo.
- Respecto a la prima de riesgo ex post en España (diferencial spot vs cierre del M+1) que se calcula en el informe mediante análisis propios de regresión múltiple en el periodo 2010-2018, se concluye en un descuento del spot español frente al plazo del -6% frente al -3,7% de Francia y -2,8% de Alemania. Según el informe, esto provocaría que los participantes tengan poco incentivo a comprar a plazo, lo que retira volumen del mercado. Creemos que, en los últimos años esta tendencia no se observa, lo que además podría relacionarse con mayor estabilidad regulatoria.
- Respecto a la asimetría (positiva) de precios spot de Francia, se puede añadir como factor la elevada demanda eléctrica de calefacción, además del efecto de la nuclear, junto con menor renovable.

Respecto al efecto en el plazo de los mecanismos regulados, **el esquema de apoyo del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (régimen de retribución específica) no generaría un incentivo a participar en el plazo, aunque se integra en el spot de acuerdo a su señal de precio**, tal y como la CNMC señaló en su informe (pág. 150) *“...la evolución del marco normativo de las instalaciones de fuentes renovables, que ha llevado asociado una mayor exposición al riesgo de precio del mercado de contado de estas instalaciones, no se ha visto reflejado en una mayor participación de este tipo de generación en los mercados a plazo.”*

Además, **creemos que el nuevo esquema REER (Régimen Económico de Energías Renovables) no encuentra su encaje consistente ni en el mercado spot ni en el plazo.** Un contrato por diferencias como el regulado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre introduce distorsiones en el mercado spot, del lado de la venta, pero también del lado de la adquisición, por la repercusión de la liquidación de los contratos. Adicionalmente, dificulta la financiación híbrida de las instalaciones a través de esquemas de participación en el mercado, ya que restringe la contratación bilateral y regula una exposición al spot dentro del régimen que podría gestionarse de manera autónoma por las instalaciones. En cambio, podría haberse optado por un modelo de apoyo más reducido (por parte de la energía de un proyecto, consiguiendo así un efecto multiplicador) y dejando que los adjudicatarios capturaran el valor de los mercados por encima de un precio de referencia. Estos aspectos y otros tantos fueron tratados en el informe sobre el proyecto de real decreto que realizó la CNMC¹¹, en el que se sugirió, por ejemplo, un esquema alternativo de apoyo basado en el plazo.

Teniendo en cuenta los planes de aplicación del REER tan ambiciosos en los próximos años, a partir de 2022-23 se incorporarán contingentes de instalaciones cuyo efecto en el mercado spot y de plazo **será interesante monitorizar por parte del CR MIBEL**, más allá del efecto de ciertas medidas mitigadoras implementadas en el spot, tal y como es exigido por la normativa Europea (sensibilidad ante precios negativos).

¹¹ https://www.cnm.es/sites/default/files/3086911_0.pdf

CONTESTACIÓN DE NATURGY A LA CONSULTA DE MIBEL SOBRE PROPUESTA DE MEDIDAS PARA MEJORAR LA LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL

A continuación, se recogen los comentarios de NATURGY a la consulta pública sobre propuesta de medidas para mejorar la liquidez del mercado a plazo del MIBEL.

1. Liquidez del mercado

En los mercados a plazo se negocian fundamentalmente contratos de carga base y en menor medida productos de punta. Los agentes participantes corresponden a dos perfiles diferentes: *trading houses* con carácter especulativo, comercializadores para cubrir su posición de riesgo en la venta al cliente final y determinados generadores para cubrir sus ventas ex ante y riesgo de precio de entrega.

La negociación especulativa se ha reducido significativamente en los últimos años en las plataformas de OMIP, BME y ECC. De hecho, bancos con grandes mesas de trading las han cerrado. Naturgy, que en su momento tuvo una mesa de trading especulativo con un volumen de negociación significativo y decidió cesar su actividad.

Desde el punto de vista de los comercializadores hay que considerar que unos 30 TWh de consumo en barras de central tiene una tarifa regulada y otros 50 TWh corresponden a grandes clientes industriales indexados al precio del mercado. Es decir 1/3 de la demanda compra indexado al precio del mercado al contado, por lo que los mercados a plazo no son atractivos.

Por otra parte, las cámaras donde se compensan estos productos a plazo exigen a sus miembros un nivel de solvencia y garantías muy elevadas, por lo que el acceso de determinados comercializadores al mercado a plazo es limitado. Es decir, mientras garantías que se exigen para ser comercializador son mínimas, hay fuertes requisitos para acceder a los mercados financieros. De hecho, mientras que se han conocido bastantes inhabilitaciones de comercializadores por incumplimiento de garantías en los mercados spot, no se conocen quiebras de agentes que negocien en el mercado a plazo.

Desde el punto de vista de los generadores, los contratos en carga base más líquidos solamente son atractivos para la generación nuclear que representa alrededor del 20% del mix de generación.

En el caso de las instalaciones renovables y cogeneración (RECORE) la retribución se ajusta tomado como base el mercado spot.

La energía hidráulica en su mayoría gestionable y con un perfil muy variable no tiene interés en cubrir su posición en el mercado a plazo.

Sin embargo, determinadas instalaciones renovables podrían tener interés en negociar contratos a plazo a través de los representantes. Para fomentar la participación de estas instalaciones debería liberalizarse su representación eliminando la limitación que se impone actualmente a los agentes dominantes¹ para la representación de instalaciones RECORE.

¹ Se consideran operadores dominantes (OD) en los mercados o sectores energéticos toda empresa o grupo empresarial, que tenga una cuota de mercado superior al 10%. En el caso de la actividad de generación en el mercado de producción la metodología de cálculo para la determinación de dicha condición excluye a la producción renovable. Este criterio de determinación ya no encaja ni con el mix energético actual ni futuro donde se prevén porcentajes muy significativos de producción renovable perteneciente a muy distintos grupos empresariales. Por tanto, urge, revisar la metodología de determinación de los OD del mercado de producción para incluir dicha producción

Por tanto, la primera pregunta que debería realizarse no es si es necesario inyectar liquidez en el mercado a plazo sino si hay interés en el mercado a plazo. Si no hay interés, la liquidez seguirá siendo baja y, en consecuencia, los spreads elevados. Esto no es óbice para que la señal de precios de OMIP sea la referencia de precios utilizada en los contratos a plazo que se realizan en España ya sean OTC, bilaterales o en OMIP.

- **Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?**

No es necesario salvo que se quieran fomentar la negociación especulativa.

- **En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo?**

La contratación bilateral física se realiza exclusivamente en OMIE, y tiene que ver con la entrega y recepción de energía, nada que ver con la operación de mercados a plazo.

En cualquier caso, los grupos integrados o los no integrados deben hacer y hacen su gestión de riesgo con sensatez, los primeros de manera integrada y los segundos de manera individual.

2. Papel de los creadores de mercado (*market makers*) en los contratos

- **¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?**
- **¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?**
- **¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?**
- **¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?**
- **¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?**
- **¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?**
- **En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?**

renovable. A este respecto cabe mencionar, que desde el año 2020 el regulador español, ya ha considerado toda la producción en el mercado para la determinación de los operadores principales en el sector eléctrico español.

La actividad de *market maker* es de carácter especulativo y Naturgy carece de *know how* sobre este tipo de trading.

3. Subastas Grupos Integrados

- **¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?**
- **En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?**
- **¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?**

Las subastas tipo VPP pudieron tener su sentido en los inicios de la liberalización, pero no encajan en el mix energético actual ni futuro donde se prevén porcentajes muy significativos de producción renovable perteneciente a muy distintas empresas y grupos empresariales.

La única tecnología para la que podría tener sentido es para la tecnología nuclear, que tiene una producción similar al producto base.

En cualquier caso, en el caso de decidirse establecer subastas tipo VPP, se deberá compensar a las plantas cuya producción se ha subastado en el caso de que el precio resultante de la subasta no cubra los costes razonables de la generación asociada.

4. Mecanismos específicamente orientados a renovables

- **¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras³, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?**
- **En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:**
 - o **¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?**
 - o **Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?**
 - o **En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?**

Podrían plantearse, pero consideramos que tendrían poca aceptación mientras exista riesgo regulatorio vinculados a la formación del precio en los mercados. (Por ejemplo, impuestos a la producción de energía eléctrica).

5. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

- **¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?**
- **¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?**

- **¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?**
- **¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?**
- **¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?**

Muchos de los *traders* especulativos realizan la función de agregación de los agentes de menor tamaño. En cualquier caso, la barrera para la negociación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño no viene derivada de la dimensión de los contratos que se negocian sino del nivel de solvencia y garantías que exigen las cámaras de compensación a sus miembros.

Como se ha comentado anteriormente, mientras es fácil encontrar comercializadores con volúmenes de ventas de 15 M€ y con capital social de 5000 €, no es fácil encontrar a estos comercializadores en OMIP.

6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

- **¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?**
- **¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?**

Cualquier actuación en este sentido contribuye sin duda en beneficio de la plataforma.

Madrid, 29 de enero de 2021



Respuesta del Grupo OMI

“Consulta MIBEL – Propuesta de medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL”

OMIE

Alfonso XI, 6
28014 Madrid

www.omie.es



Mercados al servicio
de la **Agenda 2030**

OMIP, OMIClear

Casal Ribeiro, 14
1000-092 Lisboa

www.omip.pt
www.omiclear.pt



El Grupo OMI valora positivamente la consulta pública organizada por el Consejo de Reguladores del MIBEL (en lo sucesivo, CR MIBEL) y agradece la oportunidad de pronunciarse sobre un asunto tan relevante para el funcionamiento eficiente del mercado de electricidad en la Península Ibérica.

Como ya se ha señalado en varias ocasiones, la cuestión de la liquidez, especialmente en el mercado regulado de MIBEL, debe ser objeto de un análisis en profundidad (como el previsto en este proceso de consulta pública), seguido de la implementación de medidas estructurales que doten al mercado de las herramientas necesarias para la amplia participación de **todos** los agentes y la obtención de resultados eficientes, derivados de dicha participación.



LA LIQUIDEZ, EL MERCADO Y LA REGULACIÓN

Los mercados en general, y los mercados a largo plazo en particular, cumplen importantes funciones económicas. Entre ellas figura la publicación de precios de referencia de los contratos listados, así como permitir el desarrollo de estrategias de cobertura por parte de sus miembros, que es una de las razones fundamentales de su promoción.

La liquidez de un mercado es, en primer lugar, una medida de la adecuación de su funcionamiento a las funciones que debe desempeñar y los resultados que produce en beneficio de la economía en la que opera. La liquidez de un mercado puede caracterizarse por la idoneidad y adecuación de los productos ofrecidos a las necesidades de los agentes, si estos productos están disponibles (para abrir y cerrar posiciones con facilidad y en poco tiempo) y si los precios reflejan adecuadamente las condiciones del mercado ("precios justos"). En términos más cuantitativos, la liquidez se asocia generalmente con los costes de transacción, los volúmenes negociados en el mercado, la profundidad del libro de ofertas, la relación entre el volumen negociado y el mercado subyacente (normalmente el consumo), a menudo conocido como "*churn rate*" (tasa de rotación).

La situación en la Península Ibérica se caracteriza en el estudio realizado por el Consejo de Reguladores "Estudio sobre comparativa de los precios MIBEL (Contado y Plazo) con otros mercados europeos y su relación con el mercado único", julio de 2019. Basándose en este estudio, el Consejo de Reguladores promovió esta "*Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL*", reconociendo la reducción de la liquidez en el mercado de la electricidad MIBEL, en el subyacente español y, asimismo, en el portugués:

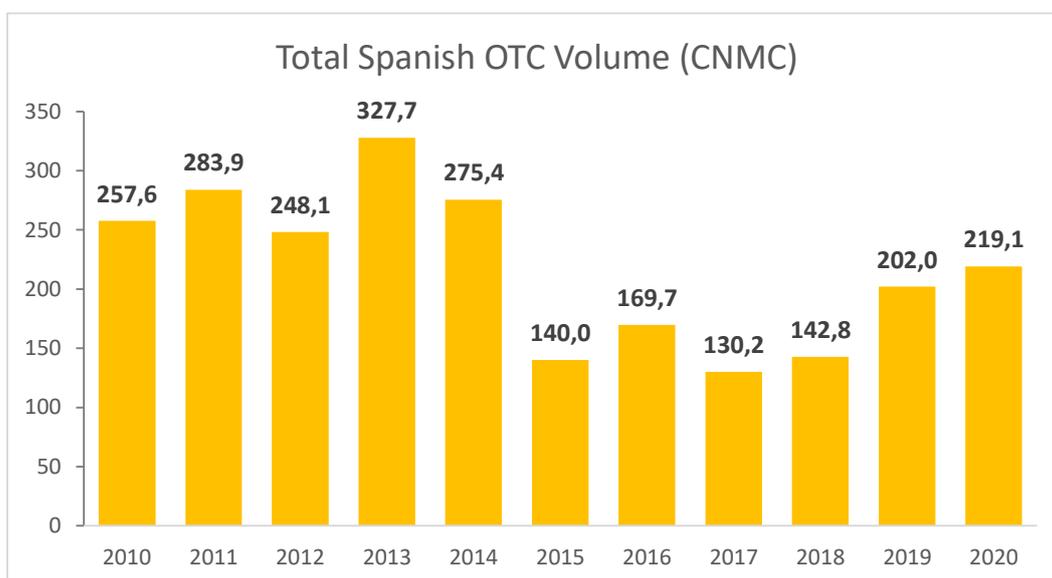
"La liquidez del mercado a plazo español es significativamente inferior a la de los mercados alemán y francés. Así, en el año 2018 la negociación en el mercado español de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente el precio de contado de dicho mercado (negociados en OMIP, EEX y OTC) fue 13 y 1,9 veces inferior al volumen de negociación de los contratos equivalentes con subyacente el precio de contado alemán y francés (registrados en ECC),



respectivamente, y que dicho diferencial de liquidez fue creciente en el periodo analizado (2010-2018).”

“Del Estudio de Precios se extraen una serie de conclusiones entre las que se recoge la significativa menor liquidez del mercado a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en España, en comparación a otros mercados a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en Francia y Alemania. La referida menor liquidez afecta a la evolución de la prima de riesgo de los productos con entrega en España, que es superior a la registrada en la negociación de contratos equivalentes en Alemania o en Francia, así como a la participación de los agentes en dicho mercado a plazo y, por lo tanto, a los volúmenes negociados.”

El mercado OTC en España, aunque mucho menos líquido que los mercados más líquidos de Europa Central, está registrando una cierta recuperación en los últimos años (aumento del 41% en 2019 frente a 2018, y 8% en 2020 frente a 2019). Sin embargo, todavía muestra una *tasa de rotación* anual es inferior a la unidad, aunque se acerca a este hito.



Volumen OTC negociado en el mercado de electricidad en España
(2020 – el valor sólo incluye el volumen compensado en Cámaras de
Contrapartida Central)

Por su parte, en 2020, el volumen negociado en el mercado continuo del mercado regulado de OMIP representó un 3,8% del volumen total negociado, lo



que muestra una tendencia a la baja de la liquidez desde el año 2013, año en el que se negoció un volumen de 41 TWh (11% del total).

Estos valores indican la reducida utilización del mercado regulado, cuando este mercado es la plataforma de referencia para la negociación transparente y segura de los productos a plazo, con un trato justo de todos los agentes, independientemente de sus características y tamaño.

La dinámica de los mercados tiende a generar ciclos virtuosos y viciosos de liquidez que hacen que las realidades existentes en un momento dado tiendan a mantenerse: los mercados con una gran participación atraen a más participantes, ya sea porque allí encuentran precios justos, o porque, por su profundidad, absorben, sin impacto en el precio, cantidades significativas de posiciones. Por el contrario, las situaciones estructurales (no coyunturales) de menor liquidez tienden a generar desinterés e incluso a alejar del mercado a los participantes, en particular debido a la dificultad de cerrar sus posiciones previamente abiertas en caso de volatilidad de precios o inestabilidad en el mercado.

Si la liquidez es crítica en cualquier mercado, ésta es especialmente relevante en los mercados a plazo o mercados de derivados. En los mercados a plazo, los agentes toman posiciones (por razones de cobertura o especulación) teniendo en cuenta que, en el futuro, por la propia evolución del mercado o de sus propias necesidades de cobertura, pueden tener que deshacer posiciones (por ejemplo, en el caso que la demanda final esperada sea menor a la inicialmente prevista un comercializador puede querer cerrar posiciones abiertas con anterioridad). Para ello, como en cualquier otra inversión, antes de abrir posiciones a plazo (por ejemplo, de cobertura) tendrá en cuenta que en el futuro pueda deshacer sus posiciones, si fuera necesario, de forma rápida y sin costes relevantes. Es decir, expectativas sobre una eventual dificultad para cerrar posiciones a plazo en el futuro, afectará a la decisión inicial de participación en el mercado a plazo hoy.

Esto sirve para concluir que los mercados a plazo sin liquidez no cumplen plenamente su misión, ya que no proporcionan instrumentos eficientes de cobertura de riesgos a todos los agentes. Dicho de otra forma, en un mercado de agentes eficientes, los tomadores de posiciones naturalmente descontarán, ab initio, los costes de salida de las posiciones asumidas, lo que significa que el



mercado eventualmente pagará (descontará) estos costes, lo que, por naturaleza, lo hace menos atractivo.

Atendiendo a esta caracterización, y siendo OMIP una sociedad gestora de un mercado regulado, en el marco de la Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y el Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a los mercados de instrumentos financieros, es razonable cuestionarse si la regulación financiera creada con posterioridad la Cumbre de Pittsburgh ha producido los resultados pretendidos: *“In addition, we have agreed to improve the regulation, functioning, and transparency of financial and commodity markets to address excessive commodity price volatility”*.

De hecho, se han adoptado importantes medidas en la legislación y reglamentos aplicables a los mercados regulados para reforzar la regulación con el objetivo de hacer que estos mercados (de naturaleza financiera) sean más transparentes, seguros y líquidos. Sin embargo, tanto en la península como en otros mercados, no se ha logrado tal objetivo.

En el caso de la Península Ibérica se observa, como se ha demostrado anteriormente, una importante asimetría entre la actividad registrada en los mercados regulados y los demás tipos de contratación. El mercado bilateral (OTC), aunque en la Península no alcanza valores similares a otros países de Europa central, tiene valores de volumen negociados mucho más altos (en 2020 cerca de 25 veces) que los volúmenes negociados en el mercado continuo de OMIP.

Por lo tanto, existe una disparidad entre la finalidad de la regulación y la adhesión de los agentes a dicho marco, la cual parece revelar (las cifras así lo indican) que valoran menos la transparencia, el trato justo, los límites de posición, la supervisión por parte del Operador del Mercado y del regulador financiero y el anonimato de las transacciones, características intrínsecas de los mercados regulados.

Este panorama es revelador de la dificultad que el mercado regulado, como concepto general, encuentra para cumplir con algunas de sus funciones más importantes, entre ellas:



- Trato justo y equitativo de los agentes. El modelo de funcionamiento de un mercado regulado se basa en la transparencia, la supervisión y el trato justo de los agentes, algo que no está garantizado, porque no es necesario, en la relación bilateral, en la que las contrapartes pueden elegir libremente con quién se relacionan y presentan condiciones ad hoc. Estas características también se aplican a los nuevos participantes, que encuentran un entorno desfavorable para su desempeño.
- Reducir los costes de transacción. Estos costes, en particular el ciclo de apertura – posiciones de cierre, son mayores cuanto menor es la liquidez. Por lo tanto, en los mercados poco líquidos los agentes son más conservadores en la toma de posiciones (apertura de posiciones), ya que anticipan que puede ser difícil (imposible) cerrarlos en casos de fuertes subidas o caídas de los precios. Un ejemplo de esta situación se puede observar en la primera quincena de enero de este año 2021, con subidas de precios a lo largo de la curva, especialmente a corto plazo, debido a una ola fría y tendencia alcista de los fundamentales.
- Facilitar a los agentes el desarrollo de estrategias de cobertura. La posibilidad de cubrir los riesgos de precios subyacentes (mercado al contado) está claramente condicionada en los mercados poco líquidos, en particular por la dificultad en el acceso oportuno a las cantidades requeridas a precios "justos" en condiciones equitativas.
- Precios de referencia. La publicación de los precios de referencia es una de las funciones más importantes y económicamente relevantes de los mercados regulados, la calidad de los cuales puede verse obstaculizada por la falta de referencias de precios asociadas a la actividad de los agentes (transacciones).

En conclusión, a nuestro juicio, la regulación financiera, en particular la promovida por la Unión Europea (MIFID II/MIFIR; MAD/MAR; EMIR), no alcanzó los objetivos establecidos, en particular, si tenemos en cuenta las perspectivas de liquidez en el caso del mercado a plazo del MIBEL. En consecuencia, el Operador del Mercado Ibérico considera necesaria la implementación de medidas de apoyo para fomentar la actividad del mercado a plazo y, en particular, una discriminación positiva sobre el segmento del mercado regulado de MIBEL gestionado por la OMIP, para reforzar la liquidez del mercado a efectos de facilitar las estrategias de cobertura de los agentes y consolidar las funciones definidas por el Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa.



A continuación, se incluyen las respuestas a la "Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL".

1. LIQUIDEZ DEL MERCADO

En relación a este aspecto, se plantean las siguientes preguntas:

Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?

Más que la dicotomía compra/venta, nos parece más importante la asimetría entre mercado regulado/mercado OTC y corto plazo/largo plazo, destacando que la estructura del mercado y la diversidad de agentes es un factor crítico para su funcionamiento adecuado.

No obstante, consideramos que, por el lado de la demanda, una contribución pertinente a la liquidez podría ser la inclusión de un componente de indexación de mercado regulado OMIP en los precios regulados de venta de energía a los consumidores en España (PVPC). Esto induciría a los operadores de referencia a replicar la estructura del precio de venta a los clientes, con el consiguiente aumento de la actividad en el mercado a plazo. Por otra parte, tal medida ayudaría a reducir la volatilidad de los precios de venta al consumidor final, suavizando los picos de precios como los ocurridos en la primera mitad del mes de enero de 2021.

La indexación parcial al mercado regulado de OMIP sería una componente de cobertura del riesgo de precio para los consumidores finales a través de los comercializadores de referencia. La indexación podría lograrse promediando los precios de referencia de los contratos involucrados, por ejemplo, durante el mes o trimestre anterior al período de entrega.

Los contratos en cuestión podrían ser Trimestres y Años, siendo por ejemplo el 30% un valor de referencia para el porcentaje de consumo cubierto por cada operador de referencia.



Cabe indicar, que las medidas mencionadas sobre la indexación de precios regulados a plazo es una medida que ya existe mediante un mecanismo similar en Portugal. Concretamente, el Comercializador de último Recurso cubre el riesgo de precio de una parte sustancial de su suministro a los clientes a una tarifa regulada al participar en subastas trimestrales para la compra de contratos a plazo de una duración determinada en el Mercado Regulado de OMIP. Los contratos subastados son trimestrales y anuales, y el porcentaje del consumo de clientes cubierto fue del 49% en 2020 y será del 52% en 2021.

Desde otra perspectiva, también podría analizarse la situación de los consumidores electro-intensivos que, en el marco de su regulación específica, podrían incluir un componente de compra en el mercado regulado de OMIP (por ejemplo, el 10 % en los contratos hasta el año+3). Sería una forma de promover la liquidez del lado de la compra como un beneficio para todo el mercado, promoviendo su transparencia y precios de referencia para la economía.

En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo.

La contratación bilateral (física o financiera) dentro de la misma empresa constituye una cobertura natural que no permite exponer esta intención, simultáneamente de compra y venta, al resto del mercado, sin generar por tanto liquidez en ese mercado.

Si esa contratación interna no existiese, es razonable deducir que (al menos) una parte de ese volumen se negociaría en el mercado a plazo para la cobertura del riesgo de precios y, por ese modo, induciría una mayor actividad y liquidez.

Por otro lado, debe mencionarse otro impacto además del efecto sobre la liquidez. Dado que estas operaciones, por ser bilaterales, no están sujetas a las normas de un mercado regulado, en particular la transparencia previa y posterior al comercio, sus precios no se difunden públicamente y, por lo tanto, no contribuyen a la función esencial de la formación equitativa de los precios.



2. PAPEL DE LOS CREADORES DE MERCADO (MARKET MAKERS) EN LOS CONTRATOS

Teniendo en cuenta lo anterior, en relación al mercado a plazo del MIBEL, se plantean las siguientes cuestiones:

¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?

Los creadores de mercado (Market Makers - MM, en terminología inglesa) son un elemento esencial para el funcionamiento de los mercados, en particular cuando la estructura de la industria que constituye esos mercados no garantiza la liquidez necesaria para su funcionamiento en línea con las necesidades de las partes interesadas, directos (miembros) e indirectos (usuarios de la información producida por los mercados, en particular los precios). Su relevancia y necesidad se plasma en todos los plazos (vencimientos), corto, medio o largo.

Su impacto positivo se asocia comúnmente con la liquidez, con la traducción en los volúmenes negociados por los agentes. Sin embargo, los beneficios para el mercado, en particular para el mercado de electricidad, van mucho más allá de la actividad directa en la plataforma en la que actúan, al permitir una mayor calidad en los precios publicados y otra información, y así beneficiar a la economía global.

En los mercados de electricidad y gas natural, su participación en los mercados organizados es común, y dicha participación puede ser voluntaria u obligatoria. En el caso de la participación voluntaria, su acción suele implicar consideraciones (beneficios) como la remuneración fija y/o el descuento en las comisiones aplicadas por el operador del mercado. La participación obligatoria se deriva de una imposición legal o reglamentaria, con casos como por ejemplo el del mercado eléctrico del Reino Unido o del mercado español del gas, gestionado por MIBGAS, ejemplos relevantes de este modelo.

La relevancia de los creadores de mercado es reconocida por la regulación europea, particularmente la normativa financiera (MIFID II/MIFIR), que les otorga un elemento de discriminación positiva en el tratamiento de las cantidades transaccionadas en el desempeño de sus funciones de creador de mercado.



¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?

Desde su inicio OMIP tomó la decisión estratégica de utilizar los servicios de los creadores de mercado con el fin de aprovechar los beneficios de la actuación de este tipo de agentes en el mercado regulado que gestiona y, por lo tanto, contribuir a un mejor funcionamiento del Mercado Ibérico de la Electricidad. Así, el Mercado Regulado de OMIP cuenta con creadores de mercado desde 2007 - prácticamente desde la puesta en marcha de operaciones a mediados de 2006- en una lista que incluye a los siguientes agentes: Sempra, JPMorgan, Axpo Iberia, Citigroup, Deutsche Bank, Nexus, EDF, Endesa. Actualmente están activos AXPO Iberia y Endesa. El modelo es la participación voluntaria, con remuneración con componente fijo y variable.

La incorporación de creadores de mercado ha demostrado ser una tarea con cierta dificultad, que de hecho ha aumentado a lo largo de los años. Todavía es posible, en 2021, cubrir los dos contratos mensuales, trimestrales y anuales más cercanos, pero cada contrato sólo está cubierto por un creador de mercado, con diferenciales (diferencia entre precio de compra y venta) de 1,15 euros/MWh en contratos mensuales, 1,00 euros/MWh en contrato trimestral, 0,95 euros/MWh en el contrato de año siguiente y 1,10 euros/MWh en el caso del contrato anual a 2 años vista.

Como se mencionó anteriormente, el interés de los agentes por asumir la función de creador de mercado parece haber disminuido con el tiempo. Como prueba de ello pueden mencionarse que en el pasado los contratos semanales estaban cubiertos por el servicio del creador de mercado e incluso existiendo simultáneamente cuatro creadores de mercado, existiendo de hecho para algunos contratos más de un creador de mercado de manera simultánea.

En este contexto, la existencia de más creadores de mercado sería sin duda muy relevante y positiva. Cabe señalar, sin embargo, que las condiciones en las que operan los creadores de mercado, por ejemplo, los diferenciales de ofertas de precio de compra y venta, los volúmenes asociados a las ofertas, los contratos cotizados o los períodos de la sesión de negociación en la que el creador de mercado se compromete a introducir ofertas también son fundamentales. De hecho, sería muy importante lograr una reducción de los diferenciales actualmente en la práctica.



En conclusión, en nuestra opinión, la captación de los creadores de mercado en número y calidad (condiciones de actuación) es fundamental para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Ibérico, de modo que se puedan cumplir los objetivos del Convenio MIBEL y el desarrollo de la liquidez general del mercado. A tal fin, es necesario definir y establecer medidas de discriminación positiva para la actuación de creadores de mercado en el mercado de derivados OMIP, o imponer un régimen obligatorio de creación de mercado mediante legislación y regulación.

¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?

Los vencimientos que deberían ser cubiertos por los creadores de mercado deben ser aquellos que se ajusten a las principales necesidades económicas de los agentes. Entre ellas, destacamos la cobertura de riesgos, la viabilidad de la inversión (contratos a largo plazo) y la gestión de posiciones.

Para las necesidades de cobertura, en el caso de meses y trimestres los contratos más relevantes parecen ser los dos contratos siguientes, es decir mes siguiente (M1), contrato mensual a 2 meses vista) y lo mismo para los contratos trimestrales (Q1; Q2). En el caso de los contratos anuales, la demanda por negociar este tipo de contratos parece ya significativa en los primeros tres años de la curva (Yr1; Yr2; Yr3).

En el pasado reciente, ha habido un aumento de la demanda de contratación a largo plazo, ligado al fuerte crecimiento de la inversión en producción renovable. En este contexto, la posibilidad de que existan medias de promoción de la liquidez a 5 años ("strip" de contratos Yr1-Yr5) y diez años ("strip" de contratos Yr1-Yr10) parece apropiado.

¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?

Dado que la cobertura de riesgo (hedging) es una de las funciones esenciales del mercado a plazo, para que esta función se cumpla plenamente, en particular que los precios sean justos, deben existir agentes (contrapartes) interesados en asumir posiciones contrarias. En este sentido, es difícil que se realice una compra/venta entre dos agentes que tengan el mismo tipo de exposición y que



deseen realizar operaciones de cobertura. En otras palabras, no es posible que en un mercado aparezcan transacciones de compra venta si los agentes que participan en él tienen los mismos tipos de riesgo (por ejemplo, en el mismo horizonte temporal o plazo).

Por lo tanto, para que el mercado se desarrolle se requieren otros tipos de agentes que puedan asumir posiciones contrarias a los de los agentes que necesitan realizar coberturas. Nos referimos, en particular, a las entidades que cotizan (introducen ofertas de compra o venta) de manera regular, asumiendo los riesgos (y rendimientos) inherentes y, por lo tanto, garantizan liquidez, profundidad y equilibrio a precios de mercado. Por ello, la existencia de agentes con cierto nivel de diversidad es un requisito necesario para la existencia de liquidez y profundidad suficientes que permitan la obtención de precios justos.

La ya larga experiencia de OMIP en esta área, así como la lista de creadores de mercado que han colaborado anteriormente en esta importante tarea, nos permite concluir que no se puede definir un perfil -tipo de agente que esté más ajustado para la función. En nuestra opinión, la adecuación depende principalmente de la cultura y la estrategia de las empresas y, en particular, de sus recursos humanos y tecnológicos.

¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?

La figura de creador de mercado puede basarse en un esquema voluntario u obligatorio. En un esquema voluntario el creador de mercado podrá obtener una serie de beneficios al objeto de incentivar su actividad. Consideramos esencial la existencia de más creadores de mercado y la reducción de los diferenciales practicados en el Mercado Regulado de OMIP, siendo esencial, en cualquiera de los modelos, el apoyo regulatorio.

a. Régimen obligatorio.

Como se ha mencionado anteriormente, este sistema se deriva de disposiciones legales y reglamentarias y, por lo general, no está asociado a incentivos o beneficios explícitos económicos. Normalmente, los parámetros de actuación de los creadores de mercado se definen en la regulación, por ejemplo, nivel máximo de spread, cantidades mínimas de ofertas, ventanas de tiempo, etc.



Se trata de un modelo que en otras experiencias internacionales estuvo en vigor entre 2014 y 2019 en el Reino Unido y que actualmente funciona en España, en el Mercado Ibérico del Gas, situación que se podría replicar en electricidad.

En el caso del Reino Unido, bajo el programa “Secure and Promote” (“market making obligation”), el modelo adoptado fue imponer a los principales actores (“Big Six”) la obligación de colocar ofertas de compra y venta, con condiciones definidas por el regulador OFGEM, incluyendo entre estas condiciones, los plazos de la sesión de negociación, el spread máximo, etc.

b. Régimen voluntario

El régimen voluntario tiene asociado la atribución de contrapartidas al creador del mercado para el servicio que presta. En el caso de MIBEL, a la vista de las condiciones actuales de liquidez, creemos que este régimen, y las contrapartidas económicas asociadas, deben contar con apoyo regulatorio para que el Mercado Regulado de OMIP pueda desempeñar las funciones y proporcionar los resultados previstos en el Convenio MIBEL, en particular para facilitar el acceso de todos los agentes ibéricos a los instrumentos de gestión de riesgos de precios en el mercado de la electricidad.

¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?

En base a la experiencia acumulada previa, no nos parece que se deriven beneficios a la remuneración diferenciada, dependiendo del perfil, a los creadores de mercado. La diferenciación nos parece más apropiada en función de la calidad del servicio, de forma que creadores de mercado que ofrezcan menores diferenciales de compra venta (spreads) o mayores volúmenes asociados a la oferta podrían recibir una retribución mayor.

En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

La imposición de un volumen de negociación mínimo podría suponer un alto riesgo para los agentes. Parece más apropiado establecer un volumen mínimo



para las ofertas y, sobre todo, obtener los valores de spread (diferenciales de precios en ofertas de compra y venta) lo más bajos posibles.

En el caso de creadores de mercado obligatorios un volumen mínimo podría eventualmente ser establecido por la regulación.

3. SUBASTAS GRUPOS INTEGRADOS

Al objeto de favorecer una mayor transparencia, competencia y liquidez de los mercados a plazo del MIBEL:

¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

El modelo de VPP fue utilizado en un periodo inicial de liberalización del mercado en varios países. Las VPPs tienen un impacto indirecto en la liquidez, una vez que supone en un momento temporal dado (subasta) una inyección de liquidez y eventualmente algunas de las posiciones abiertas en esa subasta son negociadas en mercado. No se traduce por ello en un vehículo de fomento continuo y directo de liquidez.

Alternativamente, parece más eficiente un modelo similar al del Reino Unido (Secure and Promote “market making obligation”) o el modelo vigente actualmente en el mercado español de gas natural.

En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?

Los plazos referidos en los contratos anteriores.

¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

La liquidación física es apropiada en los casos en que el modelo de mercado o la liquidez del subyacente no garantiza un índice suficientemente sólido para la liquidación financiera. Creemos que en el caso de MIBEL, el subyacente (mercado OMIE) es lo suficientemente robusto para la liquidación financiera. Sin



embargo, el modelo de mercado de OMIP permite la coexistencia de la liquidación física y financiera, por lo que este aspecto se puede dejar a la opción de los agentes.

4. MECANISMOS ESPECÍFICAMENTE ORIENTADOS A RENOVABLES

¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de concurrencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

Los mecanismos de subasta previstos en la normativa española y portuguesa, al garantizar una tarifa fija a las plantas de generación renovable (ya sea tarifa explícita o su variante Contrato por Diferencias - CfD) son de hecho un competidor a la liquidez del mercado a plazo, ya que esta subasta garantiza una cobertura de riesgo de precios a los agentes que participan en la misma, por lo que estos agentes no requieren otros instrumentos de cobertura (contratos a plazo).

En un contexto de penetración de renovables, cabría considerar mecanismos complementarios a la subasta, que permitieran a su vez fomentar la liquidez en el mercado a plazo.

En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:

¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?

Sería deseable que los productos cubrieran todos los vencimientos de la curva a plazo del Mercado Regulado de OMIP (10 años), aunque también cabe plantearse plazos menores hasta 5 años.

Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?



Por los motivos mencionados anteriormente, podría decantarse por la liquidación financiera por defecto, permitiéndose que aquellos agentes que lo desearan pudieran optar por la liquidación física.

En el caso de un producto que llevara asociado aspectos relativos a las Garantías de Origen (GdO), esa componente debería ser física.

En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

La combinación de GdO asociados a volúmenes negociados en iniciativas de promoción de liquidez sin duda pondrían en valor estas medidas. Se podría diseñar un producto integrado ("agrupado") de energía y GdO, lo que podría aumentar el atractivo.

5. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO A PLAZO DE LOS AGENTES DE MENOR TAMAÑO

Teniendo en cuenta lo anterior, en relación al mercado a plazo del MIBEL, se plantean las siguientes cuestiones:

¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

La participación de los agentes de menor tamaño, y de hecho de cualquier otro agente, se enfrenta a dos tipos de aspectos o cuestiones principales:

El acceso al mercado, es decir, en su actuación como Miembro Negociador de los agentes de menor tamaño requiere disponer de una cierta experiencia, así como disponer de un cierto conocimiento del mercado y de medios suficientes disponibles o en alternativa el uso de un "intermediario".

En el primer caso, participación directa del agente como Miembro Negociador, OMIP implementó un conjunto de medidas para facilitar la participación de



aquellos miembros más pequeños, tales como: comisiones diferenciadas para agentes que comercian con volúmenes menores (considerados como Miembro Negociador “Light”); cursos de formación sobre el funcionamiento del mercado, tanto curso propios como participación en jornadas didácticas o sesiones con asociaciones de agentes (ejemplo, cogeneradores); apoyo en tiempo real en el funcionamiento del mercado; aclaración de dudas sobre el mercado, ofrecer servicios de reporte regulatorio (REMIT, EMIR), etc.

Por otra parte, el recurso a un intermediario para acceder al mercado se enfrenta a una cuestión de carácter regulatorio, que se deriva del hecho que esta función puede considerarse como la prestación de un servicio financiero y, como tal, no se permite a los representantes o, en el futuro, a los agregadores. Al igual que en el marco MIFIDII/MIFIR existen exenciones ad hoc para temas específicos, incluidas las estrategias de cobertura, también creemos que podría interpretarse que la prestación de estos servicios por entidades del sector energético con fines de cobertura no constituiría la prestación de servicios financieros.

¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

La cuestión del tamaño mínimo del contrato no parece ser un elemento relevante al menos desde la experiencia del Mercado Regulado de OMIP. En particular, OMIP permite la negociación de los denominados contratos "mini – 0,1 MW" que se ponen a disposición de la zona portuguesa y no han tenido un apoyo significativo. El tamaño más pequeño, teniendo algún interés, parece ser sólo al comienzo de la actividad de los agentes pequeños.

En cualquier caso, OMIP puede extender a la zona española sin dificultad técnica los contratos "mini – 0,1 MW".

¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

La existencia de agentes que pueden agregar los volúmenes de agentes más pequeños es importante en los mercados a plazo. Como se mencionó anteriormente, para el caso de esa figura de agregador debería preverse regulatoriamente que no fuera considerado un servicio financiero.



¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?

La figura del agregador, como representante de agentes de menor tamaño que facilita por tanto el acceso al mercado a plazo debe fomentarse de forma que no se vea afectado por algunas de las limitaciones de la regulación financiera.

¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

La participación en el mercado regulado supone necesariamente el registro de transacciones en la Cámara de Contrapartida Central, pudiendo provenir del mercado regulado o de contratación bilateral (OTC). De hecho, en la Península ibérica hay un volumen notable de negociación OTC que posteriormente es registrado en Cámara.

El fomento de la participación de un mayor número de agentes de menor tamaño puede eventualmente facilitarse con un mayor número de instituciones financieras ofreciendo servicio de acceso a la CCP (servicio como Miembro Compensador), pero también queremos llamar la atención sobre un elemento clave para aumentar o facilitar la participación de las entidades de menor tamaño, que es la posibilidad de usar garantías bancarias como instrumento de colateral frente a las CCPs (recordemos que hasta marzo de 2016 eso era posible).

En relación al número de instituciones financieras que ofrecen servicio como Miembro Compensador, es bien conocido que la regulación financiera ha provocado una concentración de las instituciones financieras que ofrecen servicios de acceso a la CCP, así como un incremento del coste que para estas instituciones financieras tiene ofrecer dicho servicio. Esto se ha plasmado en un aumento de las comisiones cobradas por los miembros compensadores, vía por ejemplo el establecimiento de condiciones de ingresos mínimos que supone que agentes de menor tamaño vean dificultado su acceso al mercado a plazo.



En este sentido, y sin ánimos de extendernos, llamamos la atención por ejemplo sobre IOSCO (2018)¹, donde se identifica que *“a large fraction of responding clients consider they face challenges obtaining and maintaining access to clearing services (...) The most common access issues faced by clients as stated in their responses were difficulties in establishing an account with a client clearing service provider, being declined a new account by an existing provider, or being off-boarded. (...) While minimum clearing fees are not a direct constraint on clients’ ability to access central clearing, they likely increase the per trade cost, particularly for clients who trade infrequently (...) Almost half of clients in the qualitative survey reported an increase in the total cost of transacting cleared OTC derivatives since 2012 (...) Clients ranked clearing fees as the most important factor behind their change in total cost of transacting cleared OTC derivatives (...) costs were ranked by clients as the single most important factor disincentivising clearing”*

Por tanto, la regulación financiera (EMIR y otras) ha tenido un efecto desincentivador sobre las instituciones financieras para que estas ofrezcan servicios de acceso a Cámaras de Contrapartida Central como Miembros Compensadores, resultando en una concentración de bancos que ofrecen dicho servicio y un aumento de comisiones que tienen un efecto de mayor relevancia sobre los agentes de menor tamaño, alejándoles del mercado a plazo.

El grupo OMI, y en particular OMIClear, ha tenido una actitud proactiva en la búsqueda de instituciones financieras que pudieran ofrecer servicios como Miembro Compensador. Sin embargo, el coste de lanzar un servicio nuevo por parte de las instituciones financieras y el reducido tamaño del mercado a plazo de energía en la península Ibérica y de sus agentes, y en particular, la necesidad de conseguir un número muy elevado de agentes de menor tamaño para conseguir que la actividad sea rentable para la institución financiera, ha frenado la aparición de nuevos Miembros compensadores. Una mayor actividad y un mayor volumen de negociación a plazo permitiría eventualmente que nuevas instituciones financieras ofrecieran servicios a los agentes que participan en el mercado a plazo de energía.

En relación a las garantías bancarias, se considera un obstáculo importante la imposibilidad práctica de que los agentes puedan usar garantías bancarias como colateral frente a las Cámaras de Contrapartida autorizadas bajo EMIR. Esta

¹ “Incentives to centrally clear over-the-counter (OTC) derivatives. A post-implementation evaluation of the effects of the G20 financial regulatory reforms – final report”, IOSCO, November 2018.



limitación pensamos que es un tema crucial. No hay más que observar el tipo de instrumento financiero usado por los agentes del sector energético para hacer frente a sus responsabilidades en el mercado spot de electricidad (OMIE), en el mercado de gas natural MIBGAS (para contratos diarios) o en los Gestores de Garantías de España (gas) y Portugal (electricidad) para observar la clara preferencia por los productores y comercializadores de energía por las garantías bancarias como instrumento de colateral. La imposibilidad de usar garantías bancarias frente a una CCP (directa o indirectamente a través de un miembro compensador) supone un coste adicional a la participación en los mercados a plazo, coste que de nuevo tiene un impacto mayor sobre los agentes de menor tamaño.

Por tanto, reducir costes de participación en los mercados a plazo (por ejemplo, permitiendo el uso de garantías bancarias) e implantar medidas de fomento de la negociación a plazo (como las que se han indicado en el resto de preguntas) supondría una mayor participación de agentes en el mercado mayorista a plazo lo que redundaría sin duda, en un mayor interés por parte de nuevas instituciones financieras para ofrecer servicios de acceso a Cámaras de Contrapartida Central.

6. CURSOS Y SEMINARIOS SOBRE LOS MERCADOS A PLAZO

En relación a lo anterior, se plantean las siguientes preguntas:

¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?

OMIP y OMIClear ya ofrecen cursos de formación detallados sobre el funcionamiento del mercado a plazo, la Cámara de Contrapartida Central, la operativa de los contratos a plazo y sus usos como herramienta de cobertura y gestión de riesgo.

La posibilidad de que el regulador ibérico (sectorial y financiero) pudiera participar en dichas sesiones sería sin duda valorado positivamente por los agentes, estando las empresas del grupo OMI totalmente disponibles para facilitar dicha colaboración.



¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?

Las dudas planteadas por la participación en el mercado a plazo son muy diversas, dependiendo del tipo de agente, su experiencia, los recursos humanos a su disposición, etc. Desde OMIP y OMIClear, en colaboración con OMIE, se han tomado siempre las medidas necesarias para resolver las cuestiones que nos plantean y, de hecho, en nuestras propias formaciones se cubren todos estos aspectos:

- Funciones del mercado regulado y de la Cámara de Contrapartida Central
- Tipología de Miembros
- Productos
- Proceso de liquidación (física y financiera)
- Márgenes y gestión de riesgo
- Ciclo de vida de una transacción
- Resultado económico global de una transacción
- Estrategias
- Sistemas
- Interrelación entre el mercado a plazo y el mercado spot

Desde el grupo OMI estamos siempre abiertos a adaptar nuestras sesiones de formación de forma que se adecúen de la mejor forma posible a todas las necesidades de los agentes, bien de aquellos con experiencia previa en mercados a plazo o bien para aquellos agentes que están realizando un primer contacto con este segmento del mercado.

En este sentido, y en línea con otras actuaciones que ha realizado el OMI, estamos abiertos a la posibilidad de que los diferentes miembros del Consejo de Reguladores del MIBEL desearan participar en nuestras sesiones de formación, de una forma u otra, a fin de que desde el Grupo OMI, de una manera coordinada con los reguladores ibéricos, podamos ofrecer soluciones a las eventuales cuestiones o dudas que puedan tener los agentes sobre el funcionamiento del mercado a plazo, su integración con el mercado spot y/o la propia regulación del sector eléctrico en España y Portugal, así como las implicaciones de la regulación financiera sobre la participación en los mercados mayoristas.



Resposta do OMIP – PÓLO PORTUGUÊS, S.G.M.R., S.A. e da OMICLEAR, C.C., S.A.

à

“Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL”

O OMIP e a OMIClear valorizam positivamente a consulta pública organizada pelo Conselho de Reguladores do MIBEL (doravante CR MIBEL) e agradece a oportunidade de se poder pronunciar sobre um tema da maior importância para o funcionamento eficiente do mercado de electricidade na península ibérica. Conforme já exposto em várias oportunidades, o tema da liquidez, sobretudo no Mercado Regulamentado do MIBEL, deve ser objecto de uma análise profunda (como a que se pretende neste processo de consulta pública) seguida de implantação de medidas estruturantes tendo em vista dotar o mercado das ferramentas necessárias a uma ampla participação de **todos** os agentes e à obtenção de resultados eficientes como resultado dessa participação.

A liquidez, o mercado e a regulação

Os mercados em geral, e os mercados a prazo em particular, cumprem importantes funções económicas. Entre estas, destaca-se a publicação de preços de referência dos contratos listados, bem como a de permitir o desenvolvimento de estratégias de cobertura de risco (*hedging*) por parte dos seus membros, sendo mesmo esta uma das razões fundamentais que fundamentam a sua promoção.

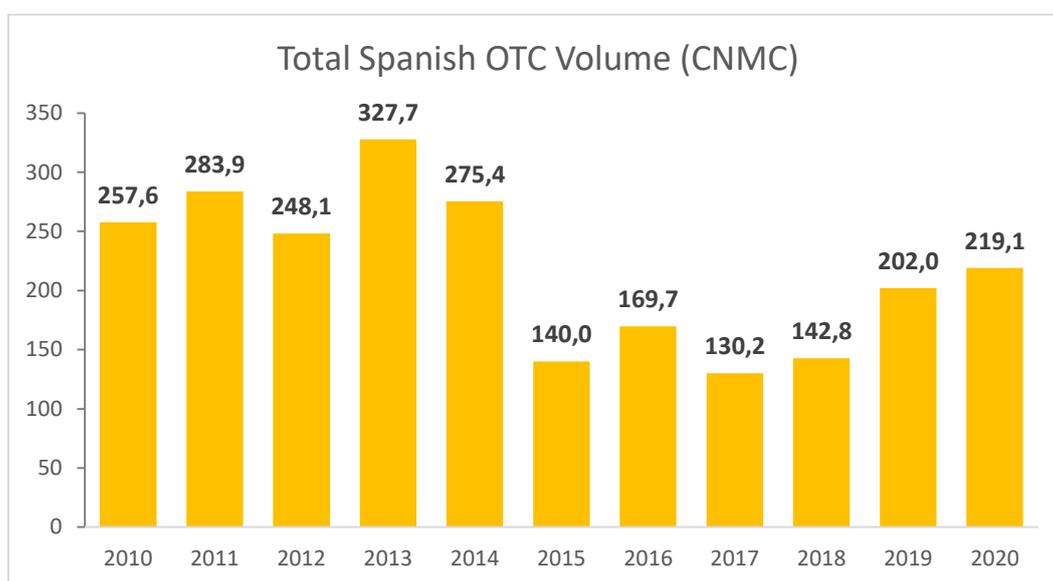
A liquidez de um mercado é, em primeiro lugar, uma medida da adequação do seu funcionamento às funções que deve desempenhar e aos resultados que produz para benefício da economia em que actua. Pode caracterizar-se pela adequação dos produtos oferecidos às necessidades dos agentes, se esses produtos estão disponíveis em quantidades adequadas (para abrir e fechar posições com facilidade e num tempo reduzido) e se os preços reflectem adequadamente as condições do mercado (“preços justos”). Em termos mais quantitativos, a liquidez é geralmente associada aos custos de transacção, volumes negociados no mercado, profundidade do livro de ofertas, rácio entre o volume negociado e o mercado subjacente (tipicamente consumo), frequentemente designado de *Churn Rate*.

A situação na península ibérica é caracterizada no estudo realizado pelo Conselho de Reguladores “Estudio Sobre Comparativa de los “Precios Mibel (Contado y Plazo) Con Otros Mercados Europeos y Su Relación Con el Mercado Único”, de Julho de 2019. Com base nesse estudo, o Conselho de Reguadores promoveu esta “Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL”, reconhecendo a reduzida liquidez no mercado de electricidade do MIBEL, no subjacente espanhol e, por maioria de razão, no português:

“La liquidez del mercado a plazo español es significativamente inferior a la de los mercados alemán y francés. Así, en el año 2018 la negociación en el mercado español de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente el precio de contado de dicho mercado (negociados en OMIP, EEX y OTC) fue 13 y 1,9 veces inferior al volumen de negociación de los contratos equivalentes con subyacente el precio de contado alemán y francés (registrados en ECC), respectivamente, y que dicho diferencial de liquidez fue creciente en el periodo analizado (2010-2018).”

“Del Estudio de Precios se extraen una serie de conclusiones entre las que se recoge la significativa menor liquidez del mercado a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en España, en comparación a otros mercados a plazo cuyo subyacente es el precio de la electricidad en Francia y Alemania. La referida menor liquidez afecta a la evolución de la prima de riesgo de los productos con entrega en España, que es superior a la registrada en la negociación de contratos equivalentes en Alemania o en Francia, así como a la participación de los agentes en dicho mercado a plazo y, por lo tanto, a los volúmenes negociados.”

O mercado OTC em Espanha, embora muito menos líquido que os mercados mais líquidos da Europa central, regista uma actividade interessante, tendo recuperado substancialmente nos últimos anos (subida de 41% em 2019 face a 2018, e de 8% em 2020 face a 2019). No entanto, ainda apresenta um *Churn Rate* anual inferior à unidade, embora se venha aproximando desse marco.



Volume OTC negociado no mercado de electricidade em Espanha

(2020 – valor apenas inclui volume compensado centralmente)

Por seu lado, o volume negociado em contínuo no Mercado Regulamentado do OMIP representou em 2020 3,8% do volume total negociado, numa tendência em baixa de liquidez que se mantém desde o ano de 2013, em que se negociou um volume de 41 TWh (11% do total).

Estes valores configuram uma utilização diminuta do Mercado Regulamentado, o qual constitui a plataforma de referência para a negociação transparente e segura de produtos a prazo, com tratamento equitativo de todos os agentes, independentemente do seu estatuto e dimensão.

A dinâmica dos mercados tende a gerar ciclos virtuosos e viciosos de liquidez que fazem com que as realidades existentes num dado momento tendam a ser alavancadas: mercados com grande participação atraem mais participantes, seja porque aí encontram preços justos, seja porque, pela sua profundidade, absorvem, sem impacto no preço, quantidades assinaláveis de posições. Pelo contrário, situações estruturais (não conjunturais) de menor liquidez, tendem a desinteressar e mesmo a afastar os participantes, nomeadamente devido à dificuldade de fechar as posições abertas em caso de instabilidade do mercado.

Se a liquidez é crítica em qualquer mercado, é especialmente relevante nos mercados a prazo ou mercados de derivativos. Nos mercados a prazo, os agentes assumem posições (por estratégias de cobertura ou especulação) tendo em conta que no futuro, devido à evolução do mercado ou às suas próprias necessidades de cobertura, poderão ter que desfazer essas posições (por exemplo, nos casos em que o consumo final esperado é inferior ao inicialmente previsto, um comercializador pode querer fechar posições anteriormente abertas). Para fazer isso, como em qualquer outro investimento, antes de abrir posições a prazo (por exemplo, de cobertura) terão em consideração que no futuro possam desfazer as suas posições, se necessário, rapidamente e sem custos relevantes. Por outras palavras, as expectativas de eventuais dificuldades em fechar posições a prazo no futuro afetarão a decisão inicial de participar no mercado a prazo hoje.

Serve isto para concluir que mercados a prazo sem liquidez não cumprem cabalmente a sua missão, uma vez que não fornecem eficientes instrumentos de cobertura de risco a todos os agentes. Dito de outro modo, num mercado de agentes eficientes, os tomadores de posições de cobertura naturalmente descontarão, ab initio, os custos de saída das posições assumidas, querendo com isto dizer que o mercado acabará por pagar (descontar) sempre esses custos, o que, por natureza, o torna menos atractivo.

Atenta esta caracterização, e sendo o OMIP uma sociedade gestora de Mercado Regulamentado, abrangida pela Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros, é razoável questionar se a regulação financeira criada após a Cimeira de Pittsburgh produziu os resultados pretendidos: *“In addition, we have agreed to improve the regulation, functioning, and transparency of financial and commodity markets to address excessive commodity price volatility”*.

Foram efectivamente dados passos importantes na legislação e regulamentação aplicável aos mercados regulamentados, no sentido fortalecer a regulação com o objectivo de tornar esses mercados (de natureza financeira) mais transparentes, seguros e líquidos. No entanto, tanto na península como em outros mercados tal desiderato não foi conseguido.

No caso da península ibérica verifica-se, como ficou anteriormente evidenciado, uma importante assimetria entre a actividade registada nos mercados regulamentados e as restantes modalidades de contratação. O mercado bilateral (OTC), embora na península não atinja valores semelhantes a outros países da Europa central, apresenta valores de volumes negociados muito superiores (em 2020 cerca de 25 vezes) ao negociado no OMIP em contínuo.

Verifica-se assim uma disparidade entre a finalidade da regulação e a adesão dos agentes a esse enquadramento, parecendo revelar (os números assim o indicam) que estes valorizam menos a transparência, tratamento equitativo, limites de posições, supervisão por parte do Operador de Mercado e regulador financeiro e o anonimato das transacções, características intrínsecas dos mercados regulamentados.

Este panorama é especialmente revelador da dificuldade que o mercado, como conceito global, encontra para cumprir algumas das suas funções mais importantes, nomeadamente:

- Tratamento equitativo dos agentes. O modelo de funcionamento de um mercado regulamentado assenta na transparência, na supervisão e no tratamento equitativo dos agentes, algo que não é assegurado, por não ser requerido, no relacionamento bilateral, em que as contrapartes podem livremente escolher com quem se relacionam e apresentar condições *ad hoc*. Estas características também se aplicam aos novos entrantes, que encontram um ambiente desfavorável para a sua actuação.
- Redução dos custos de transacção: estes custos, em particular o ciclo abertura – fecho de posições, são tanto mais elevados quanto reduzida é a liquidez. Assim, em mercados pouco líquidos os agentes são mais conservadores na abertura de posições, por preverem que poderá ser difícil (impossível) fechá-las em casos de subidas ou descidas

acentuadas de preços. Um exemplo desta situação pode ser observado na primeira quinzena de Janeiro deste ano, com a subida de preços em toda a curva, sobretudo no curto prazo, em virtude de uma onda de frio e tendência altista dos fundamentais.

- Facilitar aos agentes o desenvolvimento de estratégias de cobertura. A possibilidade de cobrir os riscos de preço do subjacente (mercado spot) é claramente condicionada em mercados pouco líquidos, em particular pela dificuldade no acesso tempestivo a quantidades necessárias a preços “justos” em condições equitativas.
- Preços de referência. A publicação de preços de referência é uma das funções mais importantes e economicamente relevantes dos mercados regulamentados, cuja qualidade pode ser dificultada pela falta de referências associadas à actividade dos agentes.

Em conclusão, em nosso entender a regulação financeira, em particular aquela promovida pela União europeia (MIFID II/MIFIR; MAD/MAR; EMIR), ficou aquém dos objetivos ambicionados, em particular se considerarmos o panorama da liquidez no caso do mercado a prazo do MIBEL. Em consequência, parecem-nos necessárias medidas e apoios para fomentar a actividade do mercado a prazo, em particular uma discriminação positiva da actuação no segmento do Mercado Regulamentado do MIBEL gerido pelo OMIP, para reforçar a liquidez do mercado de modo a facilitar as estratégias de cobertura dos agentes e consolidar as funções definidas pelos estados de Espanha e Portugal no “Convénio Internacional relativo à constituição de um mercado ibérico de energia eléctrica entre o Reino de Espanha e la República Portuguesa” (Convénio MIBEL).

Na sequência deste documento apresentamos as nossas respostas à “Consulta pública del CR MIBEL a los participantes en el mercado mayorista de electricidad en relación a posibles medidas para mejorar la liquidez de los mercados a plazo del MIBEL”.

1. *Liquidez del mercado*

En relación a este aspecto, se plantean las siguientes preguntas:

Considera que es más necesaria la inyección de liquidez al mercado a plazo, ¿por el lado de la compra o por el lado de la venta?

Mais que a dicotomia compra/venda, parece-nos mais importante a assimetria mercado regulamentado/OTC e curto-médio prazo/longo prazo, sendo que a estrutura do mercado e a diversidade de agentes é um factor crítico do seu funcionamento adequado.

Ainda assim, consideramos que do lado da procura um contributo relevante para a liquidez poderia ser a inclusão de uma componente de indexação ao preço do Mercado Regulamentado do OMIP nas tarifas de venda de energia aos consumidores em Espanha (PVPC). Esta medida induziria os Comercializadores de Referência a replicar a estrutura do preço de venda aos clientes, com o conseqüente aumento de actividade no mercado a prazo. Por outro lado, uma medida deste tipo ajudaria a reduzir a volatilidade dos preços de venda ao consumidor final, nomeadamente através do alisamento dos picos de preços como os ocorridos na primeira quinzena de Janeiro de 2021.

Trata-se de uma componente de cobertura de risco de preço para os consumidores finais, através dos Comercializadores de Referência. A indexação poderia concretizar-se através da média dos preços de referência dos contratos envolvidos, por exemplo durante o mês ou trimestre precedente ao período de entrega.

Os contratos envolvidos poderiam ser Trimestres e Anos, sendo 30% um valor de referência para a percentagem de consumo coberto por cada Comercializadores de Referência.

Realça-se que em Portugal já se encontra em vigor um mecanismo semelhante, com impacto mais directo. O Comercializador de Último Recurso cobre o risco de preço de parte substancial do seu fornecimento a clientes em regime de tarifa regulada mediante participação em leilões trimestrais de compra de contratos a prazo no Mercado Regulamentado do OMIP. Os contratos leiloados são trimestrais e anuais, e a percentagem do consumo dos clientes coberto foi de 49% em 2020 e será de 52% em 2021.

Numa outra vertente, o estatuto dos consumidores electointensivos pode incluir uma componente de compra no Mercado Regulamentado do OMIP (e.g. 10% em contratos até ao Ano+3) no pacote de medidas associadas ao seu estatuto. Seria uma forma de promoção de liquidez do lado da compra, como benefício para todo o mercado através da promoção da sua transparência e preços de referência para a economia global.

En su opinión, la contratación bilateral física, que realizan principalmente los grupos verticalmente integrados, ¿reduce o no la liquidez del mercado a plazo.

A contração bilateral (física ou financeira) dentro de uma mesma empresa constitui uma cobertura natural que não permite expor essa intenção, simultaneamente de compra e de venda, ao restante mercado, não sendo geradora de liquidez nesse mercado.

Não existindo essa contratação interna, é razoável deduzir que (pelo menos) parte desse volume seria colocado no mercado a prazo para cobertura de risco de preço e, por essa via, induzir uma maior actividade e liquidez.

Por outro lado, deve referir-se um outro impacto, além da liquidez. Sendo transacções que, por serem bilaterais, não estão sujeitas às regras de um mercado regulamentado, nomeadamente

de transparência pré e pós-negociação, os seus preços não são objecto de difusão pública e, por consequência, não contribuem para a função essencial de formação de preços justos.

2. Papel de los creadores de mercado (market makers) en los contratos

Teniendo en cuenta lo anterior, en relación al mercado a plazo del MIBEL, se plantean las siguientes cuestiones:

¿Qué importancia atribuye al papel de los creadores de mercado en los contratos de más largo plazo?

Os criadores de mercado (Market Makers – MM – na terminologia inglesa) são um elemento essencial para o funcionamento dos mercados, em particular nos casos em que a estrutura da indústria que constitui esses mercados não assegura a necessária liquidez para o seu funcionamento em linha com as necessidades dos interessados, directos (membros) e indirectos (utilizadores da informação produzida pelos mercados, em particular preços). A sua relevância e necessidade é sentida em toda a extensão da curva da curva, curto médio ou longo prazo.

O seu impacto positivo é comumente associado à liquidez, com tradução nos volumes negociados pelos agentes. No entanto, os benefícios para o mercado, nomeadamente o mercado de electricidade, vão muito além da actividade directa na plataforma em que actuam, por permitirem uma maior qualidade nos preços e demais informação publicados, e assim beneficiarem a economia global.

Nos mercados de electricidade e gás natural é comum a sua participação nos mercados organizados, podendo essa participação assumir carácter voluntário ou obrigatório. No caso de participação voluntária, a sua actuação envolve tipicamente contrapartidas (benefícios) tais como remuneração fixa e/ou desconto nas comissões aplicadas pelo operador do mercado. A participação obrigatória decorre de uma imposição de carácter legal ou regulamentar, sendo os casos do mercado de electricidade do Reino Unido ou o mercado de gás espanhol, gerido pelo MIBGAS, exemplos relevantes deste modelo.

A relevância dos criadores de mercado é reconhecida pela regulação europeia, nomeadamente a financeira (MIFID II/MIFIR), que lhes confere uma discriminação positiva no tratamento das quantidades transaccionadas no desempenho dessas funções.

¿Considera que la existencia de más creadores de mercado dinamizaría el mercado a plazo de forma muy relevante, moderada o poco relevante?

O OMIP desde cedo tomo a decisão estratégica de recorrer aos serviços de criadores de mercado no sentido colher os benefícios da actuação desse tipo de agentes no mercado regulamentado que gere e, desse modo, contribuir para um melhor funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade. Assim, o Mercado Regulamentado do OMIP conta com criadores de mercado desde 2007 – praticamente desde o arranque de operações, que ocorreu em 2006 –, numa lista que inclui os seguintes agentes: Sempra, JPMorgan, Axpo Iberia, Citigroup, Deutsche Bank, Nexus, EDF, Endesa. Actualmente estão activos AXPO Iberia e Endesa. O modelo é o de participação voluntária, com remuneração com componente fixa e variável.

A captação de criadores de mercado tem-se revelado uma tarefa de elevada dificuldade, crescente ao longo dos anos. Consegue-se ainda assim, em 2021, cobrir os dois contratos mensais, trimestrais e anuais mais próximos, sendo que cada contrato apenas é coberto por um criador de mercado, com spreads de 1,15 €/MWh nos contratos mensais, 1,00 €/MWh nos

contratos trimestrais, 0,95 €/MWh no contrato ano seguinte e 1,10 €/MWh no contrato segundo ano seguinte.

Como mencionado anteriormente, a atractividade da função de criador de mercado parece ter decaído ao longo do tempo. Como evidência pode referir-se que no passado os contratos semanais já foram cobertos por criadores de mercado, que chegou a ocorrer a actuação em simultâneo de quatro criadores de mercado, e ainda que em alguns contratos actuaram mais que um destes agentes em simultâneo.

Neste contexto, a existência de mais criadores de mercado seria certamente muito relevante e positiva. Deve salientar-se, no entanto, que também são fundamentais as condições em que actuam, em particular spreads, volumes das ofertas, contratos cotados, períodos da sessão de negociação. Seria muito relevante conseguir-se uma redução dos spreads actualmente praticados.

Em conclusão, em nosso entender a captação de criadores de mercado em número e qualidade (condições de actuação) adequados é crítica para o funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade, de forma a que possam ser cumpridos os objectivos do Convénio MIBEL e o desenvolvimento da liquidez geral do mercado. Para tal, é necessário a definição e estabelecimento de medidas de discriminação positiva para a actuação de criadores de mercado no Mercado de Derivados do OMIP, ou a imposição de um regime de criação de mercado obrigatório, através de legislação e regulação.

¿Para qué vencimientos considera que sería más relevante la figura del creador de mercado?

Os vencimentos a cobrir pelos criadores de mercado devem ser aqueles que se ajustam às principais necessidades de económicas dos agentes. De entre estas, salientam-se a cobertura, viabilização de investimentos, gestão de posições.

Para as necessidades de cobertura, no caso de meses e trimestres os contratos mais relevantes parecem ser os dois contratos seguintes (M1; M2; Q1; Q2). No caso dos anos a procura parece já ser significativa nos primeiros três anos da curva (Yr1; Yr2; Yr3).

No passado recente, assistiu-se a um acentuar da procura por contratação a mais longo prazo, associada ao forte crescimento do investimento em produção renovável. Neste caso, uma promoção de liquidez a cinco (“strip” de contratos Yr1-Yr5) e dez anos (“strip” de contratos Yr1-Yr10) parece apropriada.

¿Considera que existe algún tipo de perfil de agentes que debería actuar como creador de mercado?

Sendo a cobertura de risco (*hedging*) uma das funções essenciais do mercado a prazo, para que essa função seja cabalmente cumprida, nomeadamente que os preços sejam justos, é necessário que haja partes interessadas em assumir posições contrárias. Ora ambos os requisitos (compra/venda) podem não ser (muitas vezes não são) assumidos exclusivamente por hedgers, desde logo porque muito dificilmente as posições de alguém que quer fazer cobertura de risco se vai cruzar com posições, também de cobertura, exactamente coincidentes (maturidade, quantidade e preço).

Tornam-se assim necessários outros tipos de agentes que possam assumir posições contrárias às dos agentes que necessitam realizar coberturas. Referimo-nos, concretamente, a entidades que operam (introduzem ofertas de compra e de venda) de forma regular, assumindo os riscos (e retornos) inerentes e que, com isso, assegurem liquidez, profundidade e equilíbrio aos preços

de mercado, sendo que o primeiro requisito é condição necessária à existência dos outros dois: um mercado pouco líquido dificilmente garante preços justos e profundidade suficiente.

A já longa experiência do OMIP nesta área, bem como a lista dos criadores de mercado que já colaboraram anteriormente nesta importante tarefa, permitem-nos concluir que não se pode definir um perfil-tipo de agente que seja mais ajustado para a função. Em nossa opinião, a adequação depende sobretudo da cultura e estratégia das empresas e, em particular, dos seus recursos humanos e tecnológicos.

¿Qué beneficios deberían estar asociados a la actividad del creador de mercado?

A figura de criador de mercado pode basear-se num esquema voluntário ou obrigatório. Num modelo voluntário, o criador de mercado poderá obter um conjunto de benefícios como incentivo à sua actividade.

Consideramos fundamental a existência de mais criadores de mercado e a redução dos spreads praticados no Mercado Regulamentado do OMIP, sendo essencial o apoio regulatório em qualquer dos modelos.

a. Regime obrigatório

Como já mencionado, este regime decorre de disposições legais e regulamentares, não tendo geralmente associados incentivos ou benefícios económicos explícitos. Tipicamente são definidos em regulamentação os parâmetros de actuação dos criadores de mercado, o que inclui spread, quantidades mínimas das ofertas, janelas temporais de operação, etc.

Trata-se de um modelo que vigorou, entre outras experiências internacionais, entre 2014 e 2019 no Reino Unido e que se encontra actualmente em funcionamento em Espanha, no Mercado Ibérico de Gás, o qual é possível replicar na electricidade.

No caso do Reino Unido (Secure and Promote “market making obligation”) o modelo adoptado foi o de impor às principais eléctricas (“Big Six”) a obrigação de colocar ofertas de compra e de venda, com condições definidas pelo regulador OFGEM, nomeadamente as janelas temporais na sessão de negociação, o spread máximo, etc..

b. Regime voluntário

O regime voluntário tem associada a atribuição de contrapartidas ao criador de mercado pelo serviço que presta. No caso do MIBEL, atentas as condições actuais em termos de liquidez, pensamos que este regime, e as contrapartidas económicas associadas, deveriam ter um apoio regulatório para que o Mercado Regulamentado do OMIP possa desempenhar as funções e fornecer os resultados previstos no Convénio MIBEL, em particular facultar o acesso de todos os agentes ibéricos a ferramentas de gestão do risco de preço no mercado de electricidade.

¿Considera que la retribución a dicha actividad debería variar en función del perfil de agente que actúe como creador de mercado?

Da nossa experiência até ao momento não nos parece que traga benefícios a retribuição diferenciada, consoante o perfil, aos criadores de mercado. A diferenciação parece-nos mais apropriada em função da qualidade do serviço, de forma a que os criadores de mercado que ofereçam menores diferenciais compra/venda (spreads) ou maiores volumes associados às ofertas possam receber uma maior retribuição.

En caso afirmativo, ¿considera que debería exigirse un volumen mínimo de negociación a los creadores de mercado?

A imposição de um volume mínimo de negociação poderia constituir um risco elevado para os agentes. Parece-nos mais adequado estabelecer um volume mínimo para as ofertas e, sobretudo, obter os menores valores de spread possíveis.

No caso de criadores de mercado obrigatórios, um volume mínimo poderia eventualmente ser estabelecido pela regulação.

3. Subastas Grupos Integrados

Al objeto de favorecer una mayor transparencia, competencia y liquidez de los mercados a plazo del MIBEL:

¿Consideraría adecuado establecer un mecanismo de subastas a plazo del tipo Virtual Power Plants, en la que la venta de energía fuera realizada por grupos verticalmente integrados?

O modelo de VPP foi utilizado num período inicial de liberalização do mercado, em várias geografias. Tem um impacto indirecto na liquidez, uma vez que agrega num momento (leilão) a injeção de liquidez e eventualmente algumas das posições abertas nesse leilão são depois negociadas no mercado. Não se traduz por isso num veículo de fomento contínuo e directo da liquidez.

Em alternativa, parece mais eficiente um modelo como o do Reino Unido (Secure and Promote “market making obligation”) ou o vigente no mercado espanhol de gás natural.

En caso de respuesta afirmativa, ¿para qué periodo a plazo deberían subastarse los contratos?

Os prazos anteriormente referidos.

¿La liquidación de los productos subastados debería ser física o financiera?

A liquidação física é adequada nos casos em que o modelo de mercado ou a liquidez do subjacente não assegura um índice suficientemente robusto para a liquidação financeira. Cremos que no caso do MIBEL, o subjacente (mercado OMIE) é suficientemente robusto para a liquidação financeira. No entanto, o modelo de mercado do OMIP permite a coexistência da liquidação física e financeira, pelo que este tema pode ser deixado à opção dos agentes.

4. Mecanismos específicamente orientados a renovables

¿Consideraría beneficioso que, de forma complementaria a los mecanismos de subasta previstos en las normativas española y portuguesa, se articulase un mecanismo de competencia competitiva, quizá para aquellas tecnologías más maduras, en las que participasen tanto la oferta, articulada a través de las instalaciones renovables, como la demanda?

Os mecanismos de leilão previstos na normativa espanhola e portuguesa, quando garantem uma tarifa fixa aos centros electroprodutores (seja tarifa explícita ou a sua variante Contract for Differences - CfD) são de facto um competidor para a liquidez do mercado a prazo, uma vez que o leilão garante uma cobertura de risco de preço aos agentes que participam e resultam adjudicatários, não necessitando por isso de outras ferramentas de cobertura (contratação a prazo).

Num contexto de crescente penetração de renováveis, faria sentido considerar mecanismos complementares ao leilão, que permitissem fomentar a liquidez do mercado a prazo.

En caso de respuesta afirmativa a la anterior pregunta:

¿Qué plazos deberían tener los productos (5, 7, 10 años u otros plazos)?

Desejavelmente os produtos deveriam cobrir toda a curva do Mercado regulamentado do OMIP (10 anos) embora se devam considerar também vencimentos, por exemplo, a cinco anos.

Los contratos, ¿deberían tener liquidación física o financiera?

Pelos motivos já explicitados, liquidação financeira por defeito, podendo os agentes optar por física.

No caso de um produto que envolva GdO, essa componente teria de ser física.

En los mecanismos que se articulen, ¿considera beneficioso que las garantías de origen (GdO) estén vinculadas a la energía puesta en juego y se transfieran a los adjudicatarios? o ¿podrían desvincularse los productos de dichas GdO?

A junção de GdO aos volumes negociados em iniciativas de promoção de liquidez certamente que valorizaria essas medidas. Poderia desenhar-se um produto integrado (“bundled”) de energia e GdO, o que poderia aumentar a atractividade.

5. Participación en el mercado a plazo de los agentes de menor tamaño

Teniendo en cuenta lo anterior, en relación al mercado a plazo del MIBEL, se plantean las siguientes cuestiones:

¿Cómo se podría facilitar o fomentar la participación de agentes de menor tamaño (comercializadores, productores o consumidores) en los mercados a plazo?

A participação dos agentes de menor tamanho (tal como todos os outros, de resto) enfrenta dois tipos de questões principais: o acesso directo ao mercado, i.e. a actuação como Membro Negociador, em que é relevante a experiência, o conhecimento do mercado, os meios disponíveis, ou, em alternativa, a utilização de um “intermediário”.

No primeiro caso (participação directa), o OMIP implantou um conjunto de medidas destinadas a facilitar a participação dos membros de menor tamanho, tais como: comissões diferenciadas para agentes que negociem volumes menores (estatuto de Trading Member Light); cursos de formação sobre o funcionamento do mercado; apoio em tempo real na operação do mercado;

esclarecimento de dúvidas sobre o mercado, oferta de serviços de reporte regulamentar (REMIT, MIFID, EMIR, etc..

Por outro lado, o recurso a um intermediário para aceder ao mercado enfrenta uma questão regulatória, que é a de que essa função pode ser considerada como a prestação de um serviço financeiro e, como tal, não permitida a representantes ou, no futuro, agregadores. Tal como no enquadramento MIFIDII/MIFIR existem isenções *ad-hoc* para temas específicos, nomeadamente estratégias de cobertura, também aqui pensamos que se poderia interpretar que a prestação destes serviços por entidades do sector energético para efeitos de cobertura não constituiria a prestação de serviços de natureza financeira.

¿Considera necesario, por ejemplo, establecer contratos de menor dimensión o con otros perfiles?

A questão da dimensão mínima do contrato parece não assumir um papel relevante, tendo em conta a experiência do Mercado Regulamentado do OMIP, em são disponibilizados contratos denominados de “mini – 0,1 MW” para a zona portuguesa e não têm tido uma adesão significativa. A menor dimensão, a ter algum interesse, parece ser apenas no início de actividade dos pequenos agentes.

Sem embargo, o OMIP pode alargar à zona espanhola os contratos “mini – 0,1 MW”, sem dificuldade técnica.

¿Considera relevante la creación de la figura del agregador independiente para fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

A existência de agentes que possam agregar os volumes de agentes de menor tamanho é importante neste tipo de mercados (prazo). Como anteriormente referido, deve estar associada a previsão regulatória de não ser considerado serviço financeiro.

¿Cómo podría implementarse la figura del agregador independiente en el mercado a plazo?

A figura de agregador, como representante de agentes de menor tamanho que facilita o acesso ao mercado a prazo deve fomentar-se de forma a que não se veja afectado por algumas limitações da regulação financeira.

¿Qué mecanismos podrían implementarse para incentivar la participación de más instituciones financieras en el mercado a plazo, al objeto de fomentar la participación de agentes de menor tamaño?

A participação num mercado regulamentado implica necessariamente o registo de transações na Câmara de Contraparte Central (Central Counterparty - CCP), podendo as mesmas provir do mercado regulamentado ou da contratação bilateral (OTC). A situação na Península Ibérica pode ser mesmo apontada como um exemplo, dado o volume notável de negociação OTC que é posteriormente compensado em Câmara.

Uma via para incentivar a participação de intervenientes de menor tamanho é a existência de um maior número de instituições financeiras que ofereçam o serviço de acesso à CCP (serviço de Membro Compensador). Queremos, no entanto, chamar a atenção para um elemento-chave para

umentar ou facilitar a participação de entidades de menor tamanho, que é a possibilidade de utilizar as garantias bancárias como instrumento de colateral nas CCP (lembre-se que até março de 2016 isso era possível).

No que diz respeito ao número de instituições financeiras que prestam serviço como Membro Compensador, é reconhecido que a regulação financeira conduziu a uma concentração de instituições financeiras que oferecem serviços de acesso às CCP, bem como a um aumento dos custos para estas entidades na prestação daqueles serviços. Isto resultou num aumento das comissões cobradas pelos membros compensadores, nomeadamente através do estabelecimento de preçários com comissões fixas mínimas, o que torna mais difícil o acesso dos agentes de menor tamanho ao mercado a prazo.

Neste sentido, e sem pretendermos ser exaustivos, realçamos por exemplo esta publicação da IOSCO (2018)¹, onde se que identifica *“a large fraction of responding clients consider they face challenges obtaining and maintaining access to clearing services (...) The most common access issues faced by clients as stated in their responses were difficulties in establishing an account with a client clearing service provider, being declined a new account by an existing provider, or being off-boarded. (...) While minimum clearing fees are not a direct constraint on clients’ ability to access central clearing, they likely increase the per trade cost, particularly for clients who trade infrequently (...) Almost half of clients in the qualitative survey reported an increase in the total cost of transacting cleared OTC derivatives since 2012 (...) Clients ranked clearing fees as the most important factor behind their change in total cost of transacting cleared OTC derivatives (...) costs were ranked by clients as the single most important factor disincentivising clearing”*

Assim, a regulamentação financeira (EMIR e outras) teve um efeito desincentivador para as instituições financeiras prestarem serviços de acesso às CCP como Membros Compensadores, o que resultou numa concentração em bancos que oferecem esse serviço e num aumento de comissões que têm um maior impacto sobre os agentes de menor tamanho, afastando-os do mercado a prazo.

O grupo OMI, e em particular o OMIClear, tem tido uma atitude proactiva na procura de instituições financeiras que possam prestar serviços como Membros Compensadores. No entanto, o custo do lançamento de um novo serviço por parte dessas instituições bem como a reduzida dimensão do mercado a prazo de energia na Península Ibérica, e dos seus agentes, exigindo a captação de um número muito elevado de atores de menor tamanho para tornar a atividade rentável para a instituição financeira, condicionaram o surgimento de novos Membros Compensadores. O aumento da atividade e um maior volume de negociação a prazo contribuiriam muito positivamente para que novas instituições financeiras prestassem serviços aos agentes que participam no mercado a prazo da energia.

No que diz respeito às garantias bancárias, considera-se um importante factor de bloqueio a impossibilidade prática de os agentes poderem utilizar esta modalidade como garantia nas Câmaras de Compensação autorizadas pelo EMIR. Consideramos mesmo que esta limitação é uma questão crucial. Para o confirmar, atente-se o tipo de instrumento financeiro utilizado pelos intervenientes no sector da energia para cumprir as suas responsabilidades no mercado spot de eletricidade (OMIE), no mercado do gás natural MIBGAS (para contratos diários) ou nos Gestores de Garantia de Espanha (gás) e Portugal (eletricidade), facilmente se constatando a clara preferência dos produtores e comercializadores de energia pelas garantias bancárias como instrumento de colateral. A impossibilidade de utilizar garantias bancárias nas CCP (directa ou indirectamente, através de um membro compensador) implica um custo adicional para a participação nos mercados a prazo, custo esse que tem maior impacto também sobre os agentes de menor tamanho.

¹ “Incentives to centrally clear over-the-counter (OTC) derivatives. A post-implementation evaluation of the effects of the G20 financial regulatory reforms – final report”, IOSCO, Novembro 2018.

Por conseguinte, a redução dos custos de participação nos mercados a prazo (por exemplo, permitindo a utilização de garantias bancárias) e a implantação de medidas de fomento da negociação a prazo (como as indicadas nas outras questões abordadas) promoveriam uma maior participação dos agentes no mercado grossista a prazo, o que resultaria, sem dúvida, num maior interesse por parte de novas instituições financeiras na prestação de serviços de acesso às Câmaras de Contraparte Central.

6. Cursos y Seminarios sobre los mercados a plazo

En relación a lo anterior, se plantean las siguientes preguntas:

¿Considera necesaria la realización de cursos o seminarios específicos sobre los mercados a plazo (funcionamiento, finalidad, contratos disponibles, riesgos, etc.)?

O OMIP e a OMIClear já oferecem cursos de formação detalhados sobre o funcionamento do mercado a prazo, CCP e a utilização dos seus produtos.

A introdução de uma componente sobre regulação (sectorial e financeira) seria certamente valorizada pelo mercado, estando as empresas do Grupo OMI plenamente disponíveis para uma colaboração desse tipo.

¿Cuáles son las mayores dudas que le suscita la contratación a plazo o la participación de entidades no financieras en dichos mercados?

As dúvidas suscitadas pela participação no mercado a prazo são bastante diversificadas, dependendo do tipo de agente, da sua experiência, dos recursos humanos de que dispõe, etc., sendo que são cobertas pelos programas de formação disponíveis:

- Funções da bolsa e da CCP
- Tipos de membros
- Produtos
- Liquidação
- Margens/gestão de risco
- Ciclo de vida de uma transacção
- Resultado económico global de um transacção
- Estratégias
- Sistemas

No grupo OMI estamos sempre abertos a adaptar e aperfeiçoar as nossas formações, de forma a que se adaptem melhor às necessidades dos agentes, quer tenham experiência anterior em mercados de a prazo, quer se trate de agentes que estão a ter um primeiro contacto com este segmento de mercado.

Neste sentido, e em linha com outras acções que o OMI tem levado a cabo, estamos abertos à possibilidade de os diferentes membros do Conselho de Reguladores do MIBEL, em modelo a acordar, participarem nas nossas acções de formação para que o OMI, de uma forma coordenada com os reguladores ibéricos, possa oferecer soluções para quaisquer questões ou dúvidas que os agentes possam ter sobre o funcionamento do mercado a prazo, a sua integração com o mercado à vista e/ou a regulação do sector eléctrico em Espanha e Portugal, bem como sobre as implicações da regulamentação financeira na participação nos mercados de grossistas.