

ARMONIZACIÓN REGULATORIA DE LA INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

A continuación se facilita respuesta a las preguntas planteadas en el documento de Consulta Pública del Consejo de Reguladores del MIBEL.

3.1 VALORACIÓN DE LA ENERGÍA EN REFERENCIA AL MERCADO

1. Desde el punto de vista de la formación del precio de la energía eléctrica, ¿considera la inclusión de la PRE en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?

La inclusión de la oferta de la Producción en RE como tomadora de precio en el mercado de producción es la única forma eficiente de integración, y se corresponde con el hecho económico asociado a una restricción de prioridad de despacho o a su carácter fluyente.

El desplazamiento de generación del Régimen Ordinario (RO) por el PRE es inevitable; es el balance físico de la oferta.

La inclusión de la oferta del RE como tomadora de precio tiene una ventaja añadida: es pro-competitiva al forzar a los generadores dominantes del RO a ofertar cerca de su coste variable evitable si quieren asegurar su permanencia en la curva de carga.

No debe asustar la volatilidad del precio que induce, pues es sana en sí misma. Al contrario, en ausencia de oferta PRE es cuando el mercado funciona mal y marca precios por encima del equilibrio competitivo, especialmente en horas de valle como se ha visto en el periodo de Mayo a Septiembre de 2011.

2. Precios negativos: ¿Deberían admitirse ofertas de precio negativo? ¿Tal vez sólo en los mercados de reserva? ¿Sería compatible con la utilización de precios marginales?

Como consideración general, la eliminación de los límites a los precios de oferta plantea enormes riesgos para los consumidores.

Por un lado el recorrido de los precios negativos es reducido y su presencia, tras un periodo de aprendizaje de los agentes, es testimonial, como se ha visto en el EEX, que introdujo en Octubre de 2008 esa posibilidad y ya prácticamente no se registran.

Por otro, y esto es lo más grave, eliminar el precio máximo puede, en condiciones de pivotalidad de los agentes del RO, ocasionar una elevación desmesurada del precio en algunas horas sin significado económico real frente a una demanda rígida servida por un parque sobredimensionado. Esta circunstancia se ha visto en los mercados europeos en diversas ocasiones (Powernext, EEX, APX,) con consecuencias irreparables para los compradores afectados, y en circunstancias que no han tenido que ver con la despachabilidad de la oferta (por ejemplo con errores de operación).

En los mercados de reserva, en los que participan muy pocos agentes (en Portugal se prestan casi en régimen de monopolio) también se deberían establecer límites a la oferta y se debería investigar la disponibilidad de las centrales que prestan los servicios de reserva.

3. Asignación de costes: ¿Debería recaer sobre la PRE parte del coste de las medidas adoptadas (mercados de reserva, instalaciones de bombeo y de generación en punta, gestión de desvíos, etc.)? ¿Deberían por el contrario repercutirse enteramente sobre la demanda?

Si parece crítico incentivar la calidad de las previsiones del PRE. Para ello es importante que el RE participe en la bolsa de compensación de desvíos como el resto de la generación del RO.

En este sentido, parecería conveniente que los costes de los desvíos incorporaran además del coste de las energías de regulación (secundaria, terciaria, gestión de desvíos, ...) los de la Banda de Regulación Secundaria y las Restricciones por Reserva Insuficiente a Subir que hoy se repercuten solo a la demanda.

Alternativamente, cabría reflexionar sobre la equidad de un reparto 50%-50% entre generación y demanda de los costes de la Banda Secundaria y del conjunto de las Restricciones, no tanto por el impacto sobre los consumidores -pues los generadores los tratarían de repercutir en sus ofertas y probablemente se elevaría el precio de casación- como para reflejar un coste del sistema a las exportaciones e incentivar el autocontrol del precio de los servicios de regulación ofrecidos por los generadores.

3.2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

4. Aprovisionamiento de la PRE a plazo: ¿La considera una posible herramienta de estabilización de la PRE y de mitigación de los desvíos?

La venta de parte de la oferta del PRE a plazo, como se hace en Portugal desde este año, se considera una medida acertada esencialmente por su contribución a la emisión de energía primaria en los mercados de plazo y consecuentemente en el fomento de la competencia en la comercialización de electricidad. Los generadores del RO, al no estar obligados a poner en circulación una Emisión Primaria de Energía, controlan el mercado de contratos a plazo, en detrimento de los nuevos entrantes en comercialización.

En España, la venta a plazo de la PRE, acogida al régimen de tarifa, también podría plantearse como medida de fomento de la liquidez del mercado a plazo. En este sentido, se debería estudiar un mecanismo que disponibilizara esta oferta a los compradores del mercado libre, en lugar de aplicarse a las CUR, como se hace ahora.

5. Adquisición de la PRE por los comercializadores (mediante instrumentos de mercado como mecanismo de abastecimiento de energía): ¿Considera que esta actuación favorece la competencia?

Si, favorecería la competencia que una fracción de la PRE a tarifa se pusiera en venta a plazo, mediante un mecanismo de subasta orientado a la participación de comercializadores independientes.

Dada la talla limitada de la oferta -pues solo aplica a los que se encuentren acogidos a la fórmula de tarifa-, la participación en estas subastas debería estar bloqueada para los comercializadores de los operadores dominantes y los CUR. A los primeros por ya tener acceso

a la energía a plazo a través de su generación, y los segundos por encontrarse sometidos a un régimen de comercialización regulado, sin riesgo.

3.3 ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

6. ¿Considera necesario rediseñar el Mercado Diario de modo que sea posible realizar ofertas por bloques en detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?

Con independencia de la discusión en relación a la PRE, las ofertas por bloques pueden contribuir a discriminar mejor los precios de valle y punta, lo que es necesario para orientar a los consumidores en su gestión de demanda.

No obstante, la razón original que motivó las ofertas complejas, que era viabilizar el funcionamiento continuo de los grupos térmicos acoplados, no es hoy día tan crítica al disponer los generadores de un número suficiente de mercados Intradía, circunstancia que podría mejorar si se incrementa el número de sesiones.

7. ¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del Mercado Intradía a una más efectiva adecuación de los desvíos de previsión asociados a la PRE, o bien la existencia de un mercado continuo respondería mejor a este propósito?

Sería suficiente incrementar el número actual de sesiones de Mercado Intradía con dos sesiones más para contar con más oportunidades de ajuste del PRE. En este sentido parece más importante acercar las horas de contratación al tiempo real, ahora muy distanciadas.

El mercado continuo no parece recomendable, pues tendría poca liquidez y podría verse expuesto a la manipulación de precios con más facilidad que las actuales subastas al tener los operadores del RO el control sobre la oferta disponible.

3.4 REPRESENTACIÓN O AGREGACIÓN DE LA PRE

8. Caracterización: ¿Debería la representación (o agregación) ser una actividad en sí misma o es asimilable a la comercialización? ¿Debería conllevar siempre obligaciones de pago (y derechos de cobro)?

PRE y Comercializadores independientes comparten su exposición a los precios del mercado de forma simétrica.

La proximidad de la Representación del PRE a la Comercialización facilita la contratación bilateral a plazo y con ello el desarrollo de la actividad de comercialización independiente, al poner a su alcance medios de cobertura de riesgos y estabilizar el negocio con flujos de caja independientes de la venta a clientes. Parece por tanto, apropiado que se facilite a los comercializadores independientes -no a los integrados en operadores dominantes- la entrada en esta actividad.

9. Representación 'de último recurso': ¿Es necesaria, siquiera transitoriamente? En tal caso, ¿debería establecerse un límite de potencia para acogerse a la misma?

No parece que exista esa necesidad por cubrir. La oferta de agentes representantes del mercado parece suficiente para la PRE.

3.5 VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE

10. *Ámbito de consolidación de desvíos: ¿Qué restricciones impondría y con qué justificación?*

El ámbito natural de consolidación de desvíos en el MIBEL es la Península Ibérica. Carece de sentido físico la separación actual en 2 bloques (España y Portugal) de los desvíos de la península, cuando es precisamente el error en la frontera de la península con Francia la variable crítica y no el desvío entre España y Portugal.

Si bien el convenio de creación del MIBEL, posiblemente por la presión de los Operadores de redes de ambos países que querían preservar su ámbito de actuación, no contemplaba la fusión de los Mercados de Ajuste, si pedía a los Operadores la coordinación de sus procedimientos de balance. Y cualquier método de coordinación debe evitar consignas “a subir” en Portugal cuando hay consignas “a bajar” en España y viceversa, como ahora pasa.

El impacto económico de la ausencia de coordinación deja hoy un resultado pavoroso para los consumidores de Portugal, dónde el coste de la Banda Secundaria y de los desvíos es más del doble que en España.

Con una zona única de regulación, se podría contar con una menor Banda que la suma actual de las dos zonas, y además de la cancelación estadística de necesidades, habría más concurrencia en las ofertas de energía de regulación, lo que iría en beneficio de los consumidores de España y Portugal.

Por otro lado, la jerarquización del control secundario en Portugal por centrales de producción es ineficiente, pues supone una mayoración de los requisitos de banda de regulación e impide la asignación competitiva de la misma.

11. *Referencia para el cálculo: ¿Respecto a qué programa deben medirse los desvíos?*

Los desvíos sólo pueden medirse entre la última programación (P48) y la medida. Para todos los agentes del sistema debe ser así. Se debe incentivar que las programaciones sean precisas, pero la última es la única que puede contar para medir los desvíos. El Operador del Sistema debe contar con sus propias herramientas de previsión de la oferta PRE para planificar los recursos de balance por encima de lo que puedan indicar las previsiones individuales de los agentes.

3.6 CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE LA CAPACIDAD EN LAS INTERCONEXIONES

12. *Horizonte temporal: ¿A partir de qué momento no deberían admitirse ya reducciones? O bien: ¿Cuándo los valores de capacidad publicados debieran adquirir carácter firme o vinculante?*

No es relevante la cuestión. A los operadores se les debe exigir que actualicen sus previsiones de capacidad de forma continua, para que no quede nunca capacidad sin utilizar. Por otro lado se deben adoptar medidas regulatorias para evitar que los agentes del RO modifiquen su comportamiento de oferta ante una restricción en la capacidad de intercambio. Es claro que no resulta la misma situación el polo español que el polo portugués ante una limitación de

intercambio. En el polo portugués da lugar a una posición de monopolio de oferta que merece una atención específica.

13. Posibles actuaciones irregulares: ¿Podrían los operadores de sistema estar ‘empujando a la interconexión’ restricciones eminentemente internas?

No parece que sea el caso hoy en día del Mercado Ibérico. Los dos Operadores están en condiciones de mantener una posición de independencia respecto a los intereses de la generación y orientar adecuadamente al gestor de las redes de transporte para que el desarrollo de la red sea eficiente e integrado.

3.7 INTERCAMBIO DE SERVICIOS DE SISTEMA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RESPECTIVOS MERCADOS EN PORTUGAL Y ESPAÑA

14. Precio asociado al intercambio descrito: ¿Cuál sería a su juicio un precio justo para la energía intercambiada en el sentido de Portugal a España? ¿Y de España a Portugal?

Como se ha comentado es una urgencia que los Operadores REN y REE avancen hacia la coordinación de los mercados de ajuste en la península ibérica. El planteamiento relativo a una actuación circunstancial ante un incremento imprevisto de la PRE es un objetivo poco ambicioso.

Los Operadores deberían integrar las 2 zonas de regulación actuales en una sola, para evitar consignas contradictorias, disminuir los requisitos de reserva conjunta y aumentar la concurrencia de oferta de las energías de regulación.

15. Dado que la entrada en funcionamiento del mecanismo definitivo no está prevista hasta el 4º trimestre de 2014, ¿cuáles serían las barreras existentes para una más rápida concreción de los objetivos propuestos para la frontera Portugal-España?

Las soluciones a los problemas de integración de la PRE y de la gestión de las energías de balance son, en primer lugar, de ámbito ibérico, y antes de dar a la coordinación un carácter pan europeo, hay que actuar en la península, pues de otra forma solo se acumularán retrasos en la implantación de las soluciones identificadas.

La frontera con Francia es en realidad un cuello de botella y el verdadero “talón de Aquiles” de la seguridad del sistema ibérico.

Podría decirse que, a la vista de la limitada capacidad de la interconexión entre Francia y España y que la reserva primaria de la península proviene en más de un 90% del norte de Europa, tendría más sentido orientar la cooperación internacional de los mercados de balance hacia el sur, en lugar de hacia el norte.

3.8 OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A HUECOS DE TENSIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA REACTIVA

16. *Ámbito y pertinencia: ¿Considera relevante la armonización en el ámbito MIBEL de los criterios operativos en esta materia? ¿Es preferible aguardar una armonización comunitaria?*

Es esencial la coordinación en el ámbito del MIBEL, al tratarse de un sistema físico integrado. La armonización comunitaria, si bien es recomendable a efectos de la normalización de equipos, poco puede aportar a la gestión de la operación.

17. *Elementos destacables: ¿Qué criterios considera más útiles de entre los ya presentes en la regulación portuguesa y española? ¿Cuáles considera, por el contrario, descartables?*

El control de tensión debe mejorarse. La norma española de simplemente exigir un “fdp” a los productores del RE parece insuficiente, a la vista de los problemas de explotación observados. La generación del RE debería poder admitir consignas inductivas en valle y capacitivas en punta, a demanda del Operador del sistema.

3.9 COORDINACIÓN, AGREGACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE INYECTADA EN LA RED/ VISIBILIDAD-CENTROS DE CONTROL Y/O REMISIÓN DE TELEMEDIDAS

18. *¿Existen razones para una armonización entre Portugal y España sobre el modo en que las cuestiones de coordinación, agregación, control, reducción y, en su caso, interrupción de la producción de origen renovable que es inyectada en la red eléctrica son tratadas por REE y REN?*

Lo importante es que funcione. La armonización es recomendable para abaratar el equipamiento de control.

19. *Pese al mantenimiento de su carácter prioritario, ¿qué alteraciones sería necesario introducir en los actuales marcos regulatorios portugués y español para que sea posible la emisión de órdenes de reducción o la interrupción de la PRE en los procesos de despacho de REN y REE?*

Corresponde a los Operadores gestionar sus Procedimientos de coordinación de la operación, también en el ámbito de la PRE; no parece preciso el desarrollo de normativa de alto rango. Es una cuestión técnica que los Operadores pueden y saben manejar. Las órdenes de reducción deberían coordinarse para ser más efectivas y para anticipar su impacto en los flujos en las redes.

3.10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

20. *Simplificación y armonización: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la simplificación y armonización de las categorías retributivas y, más adelante, de las propias retribuciones?*

Consideramos esta cuestión irrelevante a efectos de la integración de la PRE en el MIBEL.

21. *‘Hoja de ruta’ y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría para su consecución, y para la asimilación de instalaciones preexistentes?*

Consideramos esta cuestión irrelevante a efectos de la integración de la PRE en el MIBEL.

3.11 ACCESO DE TERCEROS A LA RED

22. Reserva de capacidad: ¿Qué enfoque considera preferible en relación con la precedencia temporal de distintas instalaciones de PRE entre sí?

Dirimir esta cuestión, más allá de la influencia técnica de la inyección de potencia en las redes, es de otro rango normativo.

23. Prioridad de despacho: ¿Hasta qué horizonte de programación considera que debería extenderse? ¿Qué otras limitaciones cabría plantear, en su caso?

Es consecuente con la voluntad política de fomento de la PRE que su prioridad se extienda hasta el tiempo real.

3.12 GARANTÍA DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD

24. Pertinencia: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad a nivel ibérico?

La integración de los sistemas de garantía de origen a nivel ibérico tiene sentido en el contexto de un Mercado Ibérico, aunque es necesario que se haga de manera que refleje fielmente el contenido de energías renovables y de cogeneración de alta eficiencia que tenga el aprovisionamiento de energía de los consumidores.

En particular, consideramos que el procedimiento de cómputo de las “Garantías de Origen” (GdO) aplicado en España, no refleja adecuadamente el contenido en esas energías lo que, de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE, constituye precisamente el objeto de las “Garantías de Origen”: *la demostración ante los consumidores finales de que una cuota o cantidad determinada de la energía, se ha obtenido a partir de dichas fuentes.*

Por otra parte, la metodología actual de emisión y transferencia de las GdO en España, no fomentan eficazmente la contratación bilateral de esas energías por los consumidores finales o los Comercializadores y hacen posible prácticas anticompetitivas de agentes dominantes.

Consideramos que las entidades designadas (la CNE en España) como *organismo responsable de gestión* de las GdO, deberían expedir y transferir a los compradores, las garantías correspondientes a la energía de esas fuentes contenida en sus compras al Mercado Diario e Intradía del MIBEL, y por extensión en los Servicios de Ajuste del Operador del Sistema. Asimismo, la energía adjudicada a los compradores en las subastas del PRE, como las que se desarrollan en Portugal desde Diciembre de 2011, debería llevar asociada una expedición automática de etiquetado, de acuerdo al mix medio del PRE.

Así, a los efectos de etiquetado, “cuotas” en % y cantidades contratadas bilateralmente resultarían correctamente homogéneas, y en consecuencia objetos de suma y resta sin duplicidades a los efectos de “demostración” de la composición del suministro.

Y se evitarían prácticas que podrían ser contrarias a los principios de Defensa de la Competencia en el ámbito de mercado de la electricidad, pues de extenderse la demanda de GdOs por los consumidores, algunos generadores o comercializadores podrían tener una posición pivotal a la hora de determinar su “precio”, como por ejemplo:

- *la retirada de oferta en el mercado, que puede darse al retener GdO bien, no solicitando su emisión o, no redimiendo en consumo final las transferidas*
- *Ostentar posiciones de dominio, que inevitablemente pueden darse al ser la cantidad máxima de GdO, sólo una fracción del total del consumo eléctrico.*

En resumen, antes de pensar en integrar los sistemas de GDO en el mercado MIBEL, las entidades designadas como *organismo responsable de gestión* de las GdO (la CNE en España) deberían:

- *Expedir de oficio, las GdO correspondientes a la totalidad de la producción con derecho a ella, en evitación de su eventual retención y distorsión de su mercado*
- *Transferir de oficio, a los comercializadores y clientes directos, las GdO correspondientes a sus compras en el mercado organizado y a los servicios del Operador del Sistema, determinadas por sus medidas.*

En una situación así, el Comercializador podrá ofrecer a sus clientes la posibilidad de valorar económicamente entre ellos el conjunto de Garantías de las que resultase acreedor, tanto las transferidas de oficio por las operaciones en el mercado MIBEL y de operación, como las adquiridas en virtud de contratos bilaterales con la PRE con derecho a ellas, y exhibirlas como cuota para el conjunto de su suministro o redimirlas en determinadas plantas, certificando para ellas una cantidad definida.

En relación con el otro objetivo proclamado de las GdO, el de “*facilitar el comercio*” de las energías con derecho a ellas, la normativa debería fomentar su contratación bilateral, por los consumidores finales o los Comercializadores.

Esa contratación bilateral constituiría en sí misma una medida eficiente al contribuir a la reducción de los simétricos riesgos en el mercado de Productores de energías renovables y de cogeneración de alta eficiencia y Comercializadores o Consumidores finales.