

Consulta pública Integración de la PRE en MIBEL

A continuación, AEGE da 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?

Se considera que la inclusión de la oferta PRE como tomadora de precio en el mercado de producción es la solución más eficiente de su integración en el mercado. Es el hecho económico que se deriva de una restricción de prioridad de despacho y de su carácter fluyente.

Es conveniente que la producción de régimen especial siga ofertando a precio cero en el mercado.

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?

No deberían admitirse ofertas de precio negativo. 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 por otro, y esto es lo más grave, eliminar el precio máximo puede suponer una elevación desmesurada del precio en algunas horas. Esta circunstancia se ha visto en los mercados europeos en diversas ocasiones (Powernet, EEX, APX,) con consecuencias irreparables para los compradores afectados, y en circunstancias que no han tenido que ver con la viabilidad del despacho de la oferta (por ejemplo, con errores de operación). Por tanto, se propone dejar las ofertas como están.

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 participen en la bolsa de compensación de desvíos como el resto de la generación del RO. Por tanto, sí debería recaer sobre la PRE parte del coste de las medidas adoptadas.

En este sentido, sería conveniente que todos los costes directos de regulación fueran incorporados al coste de los desvíos. En particular, el coste de la Banda de Regulación

14 de diciembre de 2011

Secundaria y el coste de Restricciones por Reserva Insuficiente a Subir, deberían incorporarse al coste de los desvíos y no ser “socializada” sobre los consumidores.

Los costes de desvíos ocasionados por el PRE los debe pagar el PRE y no la demanda.

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?

Se estima que la venta a plazo de la PRE a tarifa estabilizaría la prima equivalente, hoy sometida a las oscilaciones del mercado diario.

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?

Se estima que sí favorecería la competencia que una fracción de la PRE a tarifa se pusiera en venta a plazo.

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?

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 intradiarios, circunstancia que podría mejorar si se incrementa el número de sesiones.

7. ¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del mercado intradiario 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?

Se considera suficiente incrementar el número actual de sesiones de mercado intradiario con 2 ó 3 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, y si no supone un aumento de costes, mejor.

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)?*

Se estima que cuantas menos figuras y normas, más transparente y económico será el sistema.

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

No se estima necesaria una nueva figura

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 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.

La adecuada coordinación entre los Operadores de Sistema debe evitar consignas "a subir" en Portugal cuando hay consignas "a bajar" en España y viceversa.

Se piensa que con un único bloque, se podría contar con una menor banda que la suma actual de los dos bloques, 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.

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

Los desvíos sólo deben 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.

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?*

14 de diciembre de 2011

A los operadores se les debe exigir que actualicen sus previsiones de capacidad de forma continua, para que no quede nunca capacidad sin utilizar.

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 de los Operadores de Sistema del mercado ibérico.

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?

Se considera prioritario que los Operadores REN y REE avancen hacia la coordinación de los mercados de ajuste en la península ibérica.

Los Operadores deberían integrar los 2 bloques de regulación actuales en uno solo, 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?

Avanzar hacia la mejora de la coordinación de los servicios del sistema

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. No se debe aguardar a 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?

14 de diciembre de 2011

El control de tensión debería 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 coordinación. La armonización es recomendable para abaratar el equipamiento de control y mejorar la eficiencia del sistema.

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?

Es asunto de los Operadores crear procedimientos comunes de coordinación de la operación.

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?

Se estima que esta cuestión es irrelevante y no prioritaria 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?

Se estima que esta cuestión es irrelevante y no prioritaria 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?

14 de diciembre de 2011

No se entiende bien la pregunta

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?

El etiquetado de la electricidad y los sistemas de garantía de origen pensamos que poco tienen que ver con la integración de la PRE en el sistema eléctrico, aunque se está a favor de una armonización a nivel ibérico.