

CONSULTA PÚBLICA

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

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?

Aunque técnicamente el despacho de la producción renovable en el mercado no tiene impacto en el precio del mismo respecto al mecanismo de detracción de la demanda de la energía renovable correspondiente, consideramos necesario un esquema armonizado en España y Portugal. En la medida en que las energías renovables incrementarán su competitividad con el resto de tecnologías debe fomentarse su participación e integración en los mercados, como incentivo a mejorar sus previsiones de producción y con una retribución que implique un mayor grado de vinculación con el precio del mercado. En este sentido es importante articular mecanismos que garanticen la presentación al mercado diario de ofertas basadas en las mejores previsiones de producción, evitando estrategias corporativas que pueden alterar el funcionamiento normal de los mercados.

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?

El marco regulatorio actual establece prioridad de despacho para las tecnologías renovables y la nuclear. Mientras no exista un cambio regulatorio que asigne ese despacho mediante mecanismos de mercado, no tiene sentido la implementación de precios negativos en el mercado diario. La utilidad de este mecanismo está mucho más justificada en el ámbito de los servicios de ajuste (terciaria, desvíos, secundaria, etc.), ya que el límite de precio cero actual implica una restricción en las ofertas a bajar que no existe en las ofertas a subir, y se generan costes asociados a la reducción de programas de energía, como por ejemplo arranques y paradas de grupos, que deben ser retribuidos por estos mercados.

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?

La volatilidad de la generación renovable conlleva la necesidad de disponer de una potencia térmica de respaldo que garantice la seguridad de suministro en todo momento. Existen varias alternativas para la repercusión de estos costes, como que la generación intermitente adquiera este servicio de backup de potencia bajo mecanismos de mercado, o que parte del coste de los servicios de reserva de capacidad y garantía de potencia sean repercutidos a las tecnologías renovables no gestionables. En cuanto a los desvíos respecto a la programación en los mercados, existen en la actualidad mecanismos de asignación de estos costes entre la

generación y la demanda proporcionalmente a la magnitud del desvío. Cabría añadir que el precio de referencia para calcular los sobrecostes por desvíos de las tecnologías renovables debería estar vinculado al precio regulado de su retribución en lugar del precio del mercado diario. En líneas generales, los criterios de asignación de costes deben considerar el grado de responsabilidad de cada uno de los agentes en los costes incurridos y basarse en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

3.2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

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

La contratación a plazo es una herramienta financiera que permite mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de los precios. Sin embargo, no actúa sobre las causas que originan esta volatilidad, entre otras el carácter intermitente y la no predictibilidad de gran parte de la PRE (particularmente la de origen eólico).

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

No observamos ninguna ventaja frente al actual mecanismo de adquisición de la energía en el mercado diario.

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 de detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?

No vemos necesario una reforma del mercado diario que sustituya las actuales ofertas complejas. De hecho, este tipo de condición está siendo muy utilizada en la actualidad para gestionar el parque térmico en España y se ha demostrado como una herramienta muy útil para trasladar los costes reales de generación.

Por otro lado, consideramos que las ofertas por bloques pueden convivir con las actuales ofertas complejas y, por tanto, no creemos que si se incorporan las mismas deban ir en detrimento de las ofertas complejas actuales.

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?

Sería beneficiosa la implementación de un mercado continuo que permita negociar a los agentes energía en cada momento y hasta como mínimo una hora antes de la entrega física

de la energía. No obstante consideramos que la PRE no recalcula o revisa sus previsiones de producción con la frecuencia necesaria como para justificar por sí misma la implementación de un mercado continuo. Es necesario incentivar/penalizar a la PRE para que reduzca su desvío.

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)?

La representación o agregación del RE ya es una actividad en sí misma, con funciones distintas a las de la comercialización. Sin embargo, no debería existir inconveniente a que la actividad de representación se lleve a cabo por el comercializador, ya que ambas actividades son liberalizadas y no se vulnera la obligación jurídica de separación de actividades.

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

La representación de último recurso debe servir como mecanismo transitorio hacia una actividad de representación liberalizada. Para ello, consideramos que debería establecerse un umbral de potencia para acogerse a la misma que se reduzca paulatinamente.

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

10.- Ámbito de consolidación de desvíos: ¿Qué restricción impondría y con que justificación?

En línea con la necesidad de armonización regulatoria y de mercado, deberían consolidarse los sistemas de control frecuencia – potencia a nivel ibérico.

Además, consideramos eficiente el mecanismo actual en el cual el régimen especial consolida desvíos sin participar en zona de regulación, con la excepción del régimen especial gestionable que puede ser incorporado en las zonas de regulación.

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

Ya que el régimen especial puede participar libremente en los mercados intradiarios, al igual que en el caso de la producción en régimen ordinario, el desvío debería medirse respecto al último programa que tenga carácter firme, esto es, el programa horario final (PHF) para las unidades no gestionables y el programa horario final (p48h) para las unidades gestionables.

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?

Los programas deben ser firmes y garantizados por parte de los operadores del sistema una vez publicados por estos. En el caso de necesidad de reducir la capacidad física de la interconexión, esta debe ser solucionada mediante los mercados de servicios de ajuste del sistema.

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

No disponemos de la suficiente información como para poder valorar la actuación de los operadores del sistema en este sentido. Lo único que podemos decir en relación a este punto es que ambos operadores deberían actuar bajo las mismas directrices tratando de buscar una solución que reduzca los sobrecostes a nivel ibérico y no a nivel nacional.

Adicionalmente consideramos fundamental que el nivel de transparencia de las soluciones adoptadas por parte de cada uno de los operadores sea equivalente.

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?

El precio debe ser el obtenido como resultado de un tratamiento homogéneo de las ofertas, independientemente del país de origen siempre que no hubiese una restricción de carácter técnico que lo impidiese.

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?

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?

La armonización de estos criterios es irrelevante mientras la operación de ambos sistemas se realice de forma independiente y los sistemas de apoyo a las renovables sean también diferentes.

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?

Los requisitos de continuidad frente a huecos de tensión y de control de reactiva regulados en España han contribuido a sustancialmente a facilitar la integración de las energías en régimen especial y deben seguir mejorando en el futuro.

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?

Es razonable pensar que si se tiende a una estructura de armonización en todos los ámbitos del sector eléctrico, cabe esperar que ambos TSO utilicen los mismos medios para el control y los mismos criterios en cuanto a reducción de producción del régimen especial.

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?

Actualmente ya existe, al menos en España, la emisión de órdenes de reducción y/o la interrupción de la PRE por parte de los operadores del sistema. Para que esta interrupción sea efectiva los operadores del sistema deben tener total visibilidad sobre la red de transporte y de distribución, ya que la mayoría del PRE está conectado a la distribución.

Como medida regulatoria adicional, consideramos necesaria la incorporación de precios negativos para compensar los posibles arranques y paradas de grupos en los mercados de ajuste.

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?

Estimamos necesaria la convergencia regulatoria para alcanzar la plena integración del Mercado Ibérico. En este sentido, la armonización de los mecanismos retributivos contribuiría a esta integración. No obstante, el establecimiento de retribuciones al RE debe tener en cuenta el grado de desarrollo de las tecnologías, debe ser flexible para adaptarse a la programación de potencia definida y garantizar una rentabilidad razonable a las inversiones acometidas.

21.- "Hoja de Ruta y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría para la consecución y para la asimilación de instalaciones preexistentes?"

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?

En el contexto de prioridad de acceso y conexión para las instalaciones de régimen especial, debe prevalecer el criterio *first come- first served*.

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

Para aquellas tecnologías gestionables con potestad para participar en los mercados de ajuste, su programación debe regirse por los mecanismos de mercado actuales. Para las tecnologías no gestionables, su despacho en tiempo real debe ser considerado como desvíos del sistema, y su coste debe ser repercutido tomando como referencia el precio de retribución regulado de dicha tecnología.

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 del sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad constituye un paso más hacia la armonización regulatoria de ambos países en un mercado único y un avance en la integración de los mercados minoristas. Además de una mayor información para el consumidor sobre las características del hub donde adquiere su energía, como producto negociable, esta medida supone además un incremento de la liquidez del mercado.