

RESPUESTAS DE AEE A LA 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?

La introducción de todas las tecnologías del régimen especial, y en concreto de la eólica, en el mercado marginalista y en la formación del precio del mercado gestionado por el Operador del Mercado ha sido clave para el desarrollo de herramientas que permitan mejorar la gestión técnica de la eólica. Los modelos de predicción de la producción eólica han ido evolucionando para que la integración de la eólica en la operativa del mercado eléctrico y del sistema sea lo más eficiente posible.

Evidentemente, creemos que desde el punto de vista de la formación del precio de energía eléctrica, la participación de la eólica en la formación del precio del mercado es más eficiente.

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 precio por desvíos por mayor generación (mayor medida eléctrica) que la energía programada o vendida en el mercado se define como el precio del mercado diario, minorado, por una posible penalización, dependiendo de las necesidades del sistema. De manera análoga el precio del desvío por menor producción que la energía programada se define como el precio del mercado diario más una posible penalización. De este modo quien produce más energía de la inicialmente programada cobra ese desvío a un precio que se sitúa entre 0 y el Precio del mercado diario, por el contrario, el desvío por menor producción se paga al precio del Mercado Diario más la penalización si la hubiere.

La aparición de precios negativos en los mercados de reserva implicaría que el precio de los desvíos por mayor producción podría ser negativo, esto es que por la parte de energía producida y no programada el productor tuviera que pagar. El caso extremo sería cuando ese pago por el desvío de mayor producción fuera mayor que la prima y los complementos. En ese caso la decisión económica óptima del parque sería no producir esa energía renovable para no tener que pagar por la energía producida en exceso, es decir que el pago en el mercado por esa energía superase el ingreso por primas y complementos.

En los desvíos por menor producción, podría ocurrir que por una mala programación el productor tenga que pagar por su energía desviada una cuantía muy superior a la suma de primas más complementos, sin embargo, esta penalización no afectaría nunca a la producción de energía renovable ya que el Productor podría, siempre que sea posible, minorar su penalización produciendo más energía renovable.

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?

En primer lugar, se están mezclando en la pregunta “medidas” muy distintas, que requieren contestaciones también muy distintas.

Lo primero es referido a instalaciones de bombeo y de generación en punta: estas instalaciones aportan flexibilidad al sistema, pero no son las únicas, y no se entiende por qué se singularizan. En cualquier caso, la flexibilidad que aportan será aprovechada por todo el sistema, para contrarrestar la “inflexibilidades” de otras tecnologías, que en ningún caso son propiedad exclusiva del Régimen Especial. Su instalación vendrá provocada por necesidades del sistema, reflejadas a través de las señales económicas de mercado. Sus costes serán soportados por todos los agentes del mercado en la medida que participen en él.

Los costes asociados a los desvíos deben imputarse a los que se desvían, tal y como se está haciendo en la actualidad, independientemente de la tecnología que utilicen, ya sean del Régimen Especial o del Régimen Ordinario.

Se debe procurar evitar tratamientos asimétricos entre fuentes de generación y de estas con los posibles desvíos de la demanda, principal causa de utilización de los servicios complementarios. En la actualidad la eólica soporta parte del coste de los desvíos y entendemos que debería mantenerse el mismo esquema, para cerrar las liquidaciones en el plazo más corto posible.

Por otro lado y como regla general, opinamos que cada tecnología debería únicamente hacer frente a sus desvíos (y en concreto solamente por su valor absoluto). La propuesta de que la PRE cargue con el coste de las instalaciones de bombeo o de generación en punta provocaría una fuerte indefensión jurídica con un gran impacto económico en el Sector Eólico, con la consiguiente pérdida de generación de riqueza y empleo, al no poderse garantizar un retorno razonable de la inversión a los generadores. En concreto, el REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo recoge que: “El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.”

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?

Con la regulación actual las instalaciones de régimen especial pueden recurrir correctamente a los mercados a plazo, si bien las dificultades de programar la generación eólica a plazo, hace

difícil la aplicación de este esquema. En cualquier caso, el aprovisionamiento a plazos no reduce el desvío ni contribuye a estabilizar la PRE.

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?

El actual modelo de participación abierta en el mercado, lo consideramos transparente y permite que la PRE asuma sus propios desvíos. En cualquier caso, consideramos que debe existir la opción de que los comercializadores compren la energía, además de vender la producción 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 en detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?

No aplica. En cualquier caso, mencionar que cualquier cambio debería darse para acercarse a los modelos más habituales en Europa en pos de una mejor convergencia

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?

El incremento del número de sesiones del mercado intradiario conllevaría una mayor exactitud en las previsiones de la producción eólica ya que acercarse al máximo posible al periodo de programación reduciría los errores de predicción. El incremento de seis a ocho intradiarios propuesto por REE-OMIE y el cierre de los intradiarios cuarenta y cinco minutos de la hora efectiva, es un paso previo a un posible mercado continuo que puede plantear problemas de operación técnica.

Además, cualquier cambio debería darse para acercarse a los modelos más habituales en Europa en pos de una mejor convergencia

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)?

Actualmente en España la representación es una actividad en sí misma, y por lo tanto existe una serie de empresas dedicadas a ello, que en muchos casos operan apantallando desvíos al integrar diversas unidades de producción en cada unidad de oferta, con el consiguiente beneficio para la operación del sistema.

La actividad de representación incluye la venta al mercado mayorista de electricidad para productores de régimen especial, la tramitación necesaria para acceder al mercado,

compra/venta de energía en los mercados, liquidaciones, asociación a un centro de control de la instalación,...

En cualquier caso, consideramos que un único agente pueda realizar las funciones de representación y comercialización simultáneamente o sólo una de ellas.

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

La figura de representante de último recurso se constituye como un mecanismo transitorio hasta que el titular de la instalación no comunique su deseo de operar a través de otro representante. Para aquellas instalaciones de menor tamaño que por su escaso poder de negociación o por falta de información no puedan encontrar un representante, esta figura de representante de último recurso podría ser necesaria pero desde luego, no imprescindible.

Creemos por otro lado, que se debe dar la posibilidad de elegir un representante diferente al del último recurso en condiciones competitivas de mercado, incluso en el periodo de pruebas.

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?

Consideramos que el modelo español actual es apropiado pues refleja los costes de los mecanismos de balance y posibilita el cierre de las liquidaciones en el mismo momento para todos los conceptos.

Mientras no se uniformicen los mecanismos de gestión de los desvíos de la PRE entre España y Portugal entendemos que no tiene sentido la consolidación.

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

Dado que se opera en tiempo real, entendemos que los desvíos deben medirse en base al cierre de liquidación (PHL), no se ve ningún motivo para cambiar lo actualmente en vigor.

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 aplica.

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

No aplica.

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 de lo que cuesta a cada operador en cuestión dar el servicio de intercambio de energía.

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?

Limitaciones físicas en las interconexiones.

Armonización de los procedimientos de los TSOs y mecanismo único de liquidación.

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?

De entrada una armonización en el MIBEL, para garantizar un tratamiento uniforme ante potenciales recortes por riesgos de inestabilidad transitoria de la red. Por lo tanto proponemos armonizar las condiciones técnicas de huecos de tensión y control reactiva en ambos mercados, incorporando al caso portugués posibles complementos económicos de forma similar a los que se hace en España. Por otro lado, indicar que cualquier cambio, ya sea en Portugal o en España, que supusiese inversiones o costes por parte de los productores debería llevar asociada una remuneración adicional compensatoria.

A medio plazo se debe impulsar una armonización de ámbito comunitario, basándose en la experiencia española, la más avanzada de la UE.

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?

En el caso español y por lo que se refiere a la eólica, el modelo de huecos de tensión y control de tensión en régimen permanente, son operativos y han permitido al sector eólico trabajar de forma activa en este servicio de regulación.

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?

Conviene evitar tratamientos asimétricos y tratar de forma similar la generación eólica a ambos lados de la frontera, para evitar congestiones o excedentes de generación de electricidad no asimilables por el sistema.

Sería por tanto deseable la armonización amparada por un marco regulatorio común. La gestión y control de la producción sería más eficiente, pero debemos tener en cuenta que implicarán más costes para los Centro de Control porque será necesario actualización a nivel de comunicaciones.

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?

En el caso español ya existe un procedimiento para las limitaciones con lo que no sería necesario alterar el marco regulatorio. Sería conveniente evaluar un procedimiento para cubrir los posibles lucros cesantes, y analizar los posibles impactos regulatorios que tuviese en el caso de que la interrupción o reducción viniese ocasionada por el TSO de otro país (ej. limitación en España solicitada por REN) .

Por otro lado, se debería tener en cuenta que en el escenario de explotación que se presenta, con el incremento de la producción renovable, aparecerán horas en las que las tecnologías insensibles al precio (nuclear, hidráulica fluyente, régimen especial,...) ofertadas a precio cero superan la demanda de energía. Cuando esta situación se produce en ambos sistemas, portugués y español, no debería haber flujo en la interconexión puesto que cualquier movimiento de energía supondría reducir la producción a cero en un sistema para permitir el incremento de la producción a precio cero en el sistema vecino. Y así ya se han producido ocasiones en las que por ejemplo, en un sistema se ha reducido producción hidráulica que ha habido que verter mientras se estaba importando lo que también podría afectar a la eólica en el futuro. Esta paradoja se produce porque las reglas de mercado aplican un prorrateo en las ofertas que marcan precio cuando superan la demanda, y así en el caso de reducción a prorrateo de las ofertas a precio cero, el resultado puede dar un flujo de energía entre sistemas sin ninguna justificación ni técnica ni económica.

La solución para evitar esta distorsión consistiría en que el algoritmo de casación, en las horas de precio cero en ambos sistemas, realizase la casación de los dos sistemas por separado, con lo que cada uno de ellos aplicaría la regla de prorrateo sobre sus propias ofertas y sin que ninguna oferta se vea afectada por el excedente renovable del país vecino.

Por otro lado, la información proporcionada actualmente es insuficiente y debería ser mayor para que haya más transparencia en las decisiones de recorte, especialmente si afectan a ambos países.

Establecer un resarcimiento a las interrupciones permitiría, además de compensar a los productores por sus pérdidas económicas, establecer un criterio económico claro para minimizar los recortes.

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?

La decisión de invertir y financiar las instalaciones preexistentes se ha realizado bajo un esquema y nivel retributivo definido, el cual hace que dichos proyectos sean económicamente viables, modificar dichas condiciones una vez realizada la inversión pondrá en juego la rentabilidad de dichos proyectos, además de la credibilidad y seguridad jurídica del sector.

Por otro lado en el medio/largo plazo, podría ser deseable, en el proceso de armonización del mercado ibérico, que los modelos de ambos países convergieran hacia un modelo retributivo único (respetando eso sí los derechos económicos ya adquiridos y por tanto sin una aplicación retroactiva que perjudique a instalaciones ya puestas en marcha). Cualquier modelo futuro debería incluir señales de mercado que facilite la integración del régimen especial garantizando la calidad y confiabilidad del suministro y en cumplimiento de los objetivos marcados por las directivas europeas.

En cualquier caso, cada país ha establecido sus propios mecanismos para cumplir con los objetivos marcados por la Directiva de EERR, que en muchos casos exige contrapartidas de carácter económico y tecnológico, por lo que esta armonización no es tarea sencilla y probablemente, no imprescindible para el correcto funcionamiento del 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 que al menos a corto plazo, no es necesaria la convergencia ni creemos que exista distorsión en el mercado (sólo premisas diferentes a la hora de decidir acometer una inversión). Los esfuerzos de armonización deben orientarse a los aspectos técnicos y de operación técnico/económica del sistema.

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?

Mantener la no aplicabilidad del principio de reserva de capacidad en España es fundamental para el cumplimiento de los objetivos de nueva capacidad eólica instalada marcados en el PER 2011-2020. No debería establecerse precedencia temporal pero habrá que tener en cuenta los derechos adquiridos por instalaciones existentes.

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

Maximizar la integración de las energías renovables fluyentes en el sistema eléctrico ha de producirse no sólo por razones de naturaleza energética y medioambiental, sino también, por el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 16.2.c de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, en lo referente a la prioridad de despacho que han de tener las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovable, en la medida en que el funcionamiento del Sistema Eléctrico lo permita, por lo que la prioridad de despacho debería extenderse 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?

Es deseable la armonización de las Garantías de Origen en el ámbito del Mibel, para facilitar los intercambios de electricidad renovable entre ambos mercados.

Convendría establecer mecanismos de cobro de la garantía de origen y analizar su encaje con los mecanismos regulatorios actuales ya sea de tarifa regulada o mercado mayorista más prima.