



EREN

ENTE REGIONAL DE LA ENERGÍA
DE CASTILLA Y LEÓN

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

DOCUMENTO DE SOPORTE A LA CONSULTA PÚBLICA

DEPARTAMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES – EREN

Noviembre de 2011

INTEGRACIÓN DE LA PRE EN EL CONTESTO DEL MIBEL. Cuestiones.

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 del PRE en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?**

Dado el carácter de la energía renovable, en muchos casos variable en función de las condiciones climatológicas, y con el objeto de aprovechar al máximo la energía proporcionada por estas instalaciones así como su carácter prioritario, el despacho de esta energía en el mercado marginalista parece más adecuada que fuera de él.

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

Toda producción energética conlleva un coste, aunque este, por como esta configurado el mercado oferte a precio cero. En este sentido, no parece lógicas ofertas a precio negativo, ni siquiera en los mercados de reserva, sin por ello entender que no deban admitirse tales ofertas, en la facultad de las empresas de ofertar libremente su producción.

Así mismo, dado el carácter de la energía del mercado de reserva (hacer frente a desvíos de producción y actuar como elemento de regulación del sistema eléctrico), no parece que las ofertas a precio negativo remunere adecuadamente la disponibilidad asociada.

Por otro lado, se considera que las ofertas a precio negativo, en el mix de generación actual, si que podrían ser compatibles con la utilización de precios marginales, toda vez que estos precios los fijan aquellas tecnologías cuya energía es la última en entrar en el mercado y por lo tanto la más cara. En este sentido, los mercados de reserva secundaria y terciaria no verían modificada su retribución, al estar fijada esta última por el precio marginal y por la última oferta de energía de reserva de regulación ofertada.



Junta de
Castilla y León

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

Los mercados de reserva se desarrollan no solo para hacer frente a los desvíos de producción, sino también a la regulación del sistema eléctrico. Así mismo, aunque los desvíos pueden estar provocados por la imprevisibilidad de la generación de algunas energías renovables, hay que considerar que también hacen frente a desvíos provocados por paradas imprevistas de otros tipos de generadores, así como a demoras en la entrega de la energía.

Así mismo, hay que considerar que tanto las instalaciones del PRE como el resto, realizan previsiones de oferta al mercado, existiendo una penalización por desviaciones que sirve para remunerar a este mercado de reserva. Estos fondos, deberían destinarse pues a la implementación de todas las medidas adoptadas.

Ante un posible cambio de modelo de remuneración del mercado de reserva, cabría preguntarse: ¿en qué proporción se repercutiría el coste de las medidas adoptadas a las instalaciones tanto de PRE como de régimen ordinario? ¿Y en base a qué factores, a la potencia de las instalaciones, el desvío de producción provocado,....?

En lo que a la segunda pregunta se refiere, hay que indicar que los mercados de reserva se remuneran con las penalizaciones de los desvíos de los generadores, independientemente de cuál sea su tipo, siendo tales desvíos directamente imputables a los generadores y no a los consumidores. Por ello, se considera que no deben ser estos los que sufragan el coste de estas actuaciones.

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?

Aunque el aprovisionamiento de la PRE a plazo puede ser una buena herramienta de mitigación de desvíos al ser ofertas agregadas, se considera que no tiene porque ser igual de buena de cara a la estabilización de la PRE.

No hay que olvidar que en España el mercado a plazo incluye subastas de energía a los comercializadores de último recurso que están en el punto de mira de la CNE y CNC por la utilización de estrategias por parte de estos para aumentar el precio de la energía subastada.

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?

Como ya se ha indicado anteriormente, los comercializadores de último recurso, que adquieren energía a futuros mediante subasta están bajo sospecha de fijar precios al alza en

las subastas. Bajo este paraguas, se podría dudar que una medida de este tipo favorezca la competencia.

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 periodo de horas del día)?**

La realización de ofertas por bloques horarios para una determinada tecnología de generación podría desplazar del sistema a otras tecnologías más eficientes o incluso al régimen especial, así como provocar desvíos por exceso en la generación de energía en determinados momentos.

- 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?**

Un mercado continuo respondería mejor a este propósito, dado el carácter de equilibrio entre generación y demanda del sistema eléctrico. Sin embargo, la complejidad de implementación de dicho sistema podría dificultar la puesta en marcha de esta medida.

REPRESENTACIÓN O AGREGACION DE LA PRE

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

El mercado eléctrico español se divide en dos: el mercado mayorista y el minorista.

En el mercado mayorista es aquel en el que los generadores venden su energía bien directamente, bien a través de representantes (agentes del mercado), mientras que el mercado minorista es el generalmente asociado a la actividad de comercialización.

Por lo tanto, en la actualidad son actividades separadas y se considera que debería seguir siéndolo para asegurar la total independencia y transparencia de ambos mercados.

Además hay que considerar el efecto mitigador de los desvíos que la presentación de ofertas de forma agregada tiene tanto para el sistema como para los productores representados.

Por otro lado, se considera que si debe conllevar siempre obligaciones de pago o derechos de cobro, bajo condiciones claramente definidas, como medida para asegurar las transacciones en el mercado.

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

En la actualidad, existe una gran cantidad de instalaciones de energías renovables de pequeña potencia conectadas a red. De estas sobresalen las instalaciones fotovoltaicas,

muchas de ellas propiedad de pequeños inversores y con pequeñas potencias, las cuales no están adaptadas a los sistemas de telemedida o telegestión.

Además, en este caso hay que considerar la situación económica en la que se ha colocado a estos promotores con las últimas regulaciones (limitación de horas de operación con derecho a tarifa), que puede dar lugar a que las necesarias modificaciones técnicas de las instalaciones sean difícilmente implementables.

En este marco de cosas, los requisitos impuestos por los representantes “comerciales” actualmente hacen inviable que muchas de estas instalaciones puedan cumplir los mismos sin la realización de importantes modificaciones en las instalaciones, muchas veces no justificadas dada la escasa entidad de las mismas.

Así pues, la figura del representante de último recurso facilita a estas pequeñas instalaciones el acceso al mercado a los pequeños productores, aunque sea a un coste algo superior al que ofertan otros representantes.

El límite de potencia al que se hace referencia si que debería ser establecido, pero también otros condicionantes como la antigüedad de la instalación, la posibilidad o no de las mismas para adecuarse a los requisitos exigidos por las empresas que ejercen la representación en el mercado, su coste para el inversor, etc.

VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVIOS DE LA PRE

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

En la actualidad, algunas empresas que representan a productores de diferentes tecnologías renovables ofrecen un servicio sin coste de desvíos, considerando de facto que se hace una oferta agregada al mercado de todas las instalaciones representadas.

Aunque esto no es realmente así, ya que lo que hacen es compensar las desviaciones entre sus representados internamente, de forma que estos no tengan que asumir el coste de las mismas.

En este sentido, la posibilidad de presentar ofertas agregadas directamente al mercado podría suponer un avance a la hora de asegurar la minimización de los desvíos de cada una de las instalaciones por separado.

Una restricción que si se impondría es que para esas ofertas agregadas se pudiera agrupar cualquier instalación del PRE a excepción de la cogeneración con combustibles fósiles.

Esto se justifica por la necesidad de mitigar los desvíos provocados por una generación cuyo recurso primario no es controlable.

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

En la situación expuesta en el párrafo anterior, los desvíos deberían calcularse sobre la oferta agregada de dichas renovables. Sin embargo, el imponer una restricciones territoriales, o sobre centros de control o nudos, puede ser contraproducente para conseguir

este fin de mitigar los desvíos en la programación de la generación, máxime si se consideran los efectos económicos.

Además, hay que considerar que los promotores de las instalaciones adscritas a un mismo centro de control no tienen porque tener el mismo representante en el mercado, siendo esta una actividad abierta a la competencia.

CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE CAPACIDAD DE 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?

Dada la mejora de las herramientas de predicción de producción de las instalaciones de régimen especial no gestionables, y principalmente de la eólica, los valores de capacidad publicados deberían adquirir un carácter de firme con la publicación del programa diario viable definitivo en el mercado diario.

Sin embargo, hay que considerar que la producción de las instalaciones del PRE puede desviarse significativamente, a pesar de dichas mejoras en los sistemas de predictibilidad. Ello hace necesario que se puedan hacer ajustes, como ya ocurre, en el mercado intradiario y en el balance, siendo preferible hora a hora.

En este sentido, el mecanismo actual de gestión conjunta de la capacidad de interconexión resulta lo suficientemente efectivo y transparente.

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

Si este fuera el caso, los productores deberían reservar capacidad adicional pudiéndose dar el caso en el que se congestionara la interconexión. Esto daría lugar a una separación de mercados en los que existiría un diferencial entre el precio de venta y de compra, cuyo coste iría en contra de los operadores de sistema, por lo que es poco probable que los mismo no controlen su impacto.

Sin embargo, hay que considerar que la variabilidad de la producción del PRE no gestionable puede provocar que, si hay poca reserva de potencia a bajar (desacoplo de grupos térmicos), sea necesario utilizar la interconexión como medida para balancear el sistema. En este sentido, una mala programación podría dar lugar a la situación planteada.

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?

Lo justo sería que existiera siempre un mercado único, con precios de la energía iguales en ambos sentidos, existiendo una programación conjunta de utilización de las interconexiones.

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?

Posiblemente, la principal barrera sea el estado actual de congestión de la interconexión, siendo necesaria una ampliación de la misma.

Así mismo, debería desarrollarse el procedimiento que regule dichos intercambios, asegurándose que no existe reservas de capacidad que puedan dar lugar a congestiones ficticias e infrautilización de las interconexiones.

OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A LOS 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?

Dada la situación de isla energética de la península ibérica, con escasa interconexión con el resto de Europa, sería aconsejable avanzar en la armonización de criterios operativos en estos temas dentro del ámbito del mercado ibérico.

Sin embargo, y con el fin de facilitar una posterior armonización a nivel comunitario, se deberían tener en cuenta los criterios que se definen para dicha armonización.

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 cualquier caso son de destacar las medidas orientadas a mejorar la seguridad y calidad de suministro a los usuarios, así como la fiabilidad de funcionamiento de las instalaciones de energías renovables de cara a la red.

En este sentido, la operación de estas instalaciones cuando hay huecos de tensión, o su capacidad de regulación de la componente reactiva de la energía permiten aumentar la seguridad y calidad del servicio.

Sin embargo, hay que incidir en la necesidad de establecer procedimientos de operación adaptados a cada tecnología del PRE, ya que en la actualidad, solo se ha definido la operación en relación a los huecos de tensión para la eólica (P.O. 12.3). No debe olvidarse que el PRE engloba instalaciones de energías renovables de características muy diferenciadas, tanto a nivel técnico como de costes, madurez tecnológica o funcionamiento.

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?**

Dado que lo que se pretende es caminar hacia un único mercado ibérico de la electricidad, lo lógico sería que se implantasen los mismos procedimientos técnicos para todo el mercado.

Además hay que tener en cuenta que la centralización del control de la producción del PRE en un único centro de control, como es el caso español, favorece una mayor coordinación con el operador, así como una mayor simplicidad en las operaciones.

- 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?**

Respecto a esta cuestión, hay que tener en cuenta lo indicado por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables que establece: *“los Estados miembros velarán por que, cuando se realice el despacho de las instalaciones de generación de electricidad, los operadores de los sistemas de transporte den prioridad a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables en la medida en que el funcionamiento seguro del sistema eléctrico nacional lo permita y con arreglo a criterios transparentes y no discriminatorios. Los Estados miembros velarán por que se adopten las medidas operativas oportunas en relación con la red y el mercado, con objeto de minimizar las restricciones de la electricidad producida por fuentes de energía renovables. Si se adoptan medidas para restringir las fuentes de energía renovables con objeto de garantizar la seguridad del sistema eléctrico nacional y la seguridad del abastecimiento de energía, los Estados miembros velarán por que los operadores del sistema responsables informen acerca de dichas medidas e indiquen las medidas correctoras que tienen la intención de adoptar para impedir restricciones inadecuadas.”*

Así pues, los marcos regulatorios deberían contemplar que las restricciones de inyección de energía renovable en red solo se pueden dar por cuestiones de seguridad del sistema y de calidad de suministro.

Así mismo, debería establecerse que los operadores del sistema eléctrico deberían adoptar las medidas necesarias para evitar dichas restricciones, favoreciendo la incorporación al sistema de la mayor cantidad de energía renovable posible.

En todo caso debe evitarse que las restricciones estén provocadas por motivos de índole económica, tales como la fijación de precios de la energía en los mercados.

ASPECTOS RETRIBUTIVOS

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

Lógicamente, dentro del ámbito de mercado único, el contar con una armonización de las categorías retributivas supone una mayor simplicidad para los promotores de este tipo de instalaciones, que contarían con las mismas reglas a la hora de poner en marcha instalaciones dentro de ese mercado único.

Sin embargo, y en el caso español, esta simplicidad y armonización es ficticia en la actualidad. La complejidad que ha introducido las continuas revisiones de la normativa que regula el régimen especial, ha dado lugar a interpretaciones regionales más o menos interesadas, y a una mayor complejidad de los trámites administrativos.

Así, los trámites necesarios para la puesta en marcha de una instalación del PRE, pueden diferir sensiblemente de unas Comunidades Autónomas a otras.

Por otro, hay que tener en cuenta que las categorías retributivas, no tienen por qué estar presentes en los dos mercados.

Así mismo, un importante inconveniente es el establecimiento de una única retribución para todo el mercado MIBEL. Hay que tener en cuenta que, según la actual normativa, las diferentes retribuciones del PRE están orientadas a asegurar una rentabilidad razonable a los promotores de este tipo de instalaciones.

Dada la diferente situación económica y a la separación de los mercados económicos español y portugués, esta rentabilidad razonable depende de factores que no tienen por qué ser idénticos en los dos países (condiciones financieras, costes, infraestructuras,...).

Por ello, armonizar los dos mercados en términos absolutos, puede dar lugar a desequilibrios en el desarrollo de los distintos tipos de instalaciones.

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?

En el caso de decantarse por una convergencia entre los dos modelos del PRE, y una vez caracterizada la estructura del PRE en los dos países, deberían seguirse los siguientes hitos:

- Tipificación de las categorías retributivas.
- Estudio comparativo del mercado de ambos países, para cada categoría retributiva.
- Determinación de los índices de rentabilidad razonable de las diferentes tipologías de instalaciones, incluyendo los mecanismos de ajuste de las mismas en función de la consecución de objetivos y el desarrollo de las tecnologías.
- Establecimiento de normativa regulatoria única, simple y clara que regule el PRE en ambos países: procedimientos administrativos, condiciones técnicas, registros, cupos (si los hubiese), derechos y obligaciones de los productores, etc.

Lógicamente, debería establecerse un régimen transitorio que permita que aquellas instalaciones que se encuentran en estados de tramitación avanzados, en el momento de aprobarse la normativa única, puedan seguir adelante sin que se les modifiquen las condiciones económicas o legales que han permitido su desarrollo.

El principal escollo se puede encontrar en la asimilación de antiguas instalaciones al nuevo marco normativo, y en especial a las nuevas retribuciones.

Hay que tener en cuenta que muchas de las instalaciones antiguas se han ejecutado en momentos en los que las tecnologías no estaban tan maduras como hoy en día, haciendo frente a mayores costes y riesgos financieros que las actuales.

Así, una modificación previsiblemente a la baja de retribuciones, que por otro lado estaban aseguradas a largo plazo por la normativa que estaba en vigor, puede dar lugar a situaciones de inseguridad regulatoria.

Una posible medida de cara a un abaratamiento del precio de la electricidad, sería poder introducir cierta flexibilidad en el precio que percibe una instalación mediante ofertas a priori basadas en sus costes de inversión y explotación, así como del índice de rentabilidad que el promotor considerara razonable.

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?

Dada la existencia de instalaciones del PRE que pueden ser diferenciadas entre gestionables y no gestionables, la prioridad de despacho entre estas tecnologías debería tener en cuenta este hecho, dando prioridad a las no gestionables, habiéndose de analizar si las gestionables entrarían dentro de los pagos por capacidad (garantía de potencia), si se diera el caso.

Así mismo, deberían tenerse en cuenta consideraciones ambientales y económicas a la hora de establecer dicha priorización temporal, de forma que no se incrementen de forma desmedida los costes para el sistema.

Así mismo, y en línea con lo que se ha planteado en anteriores cuestiones, debería tenerse en cuenta el efecto que las ofertas agregadas del PRE puede tener a la hora de asegurar la fiabilidad de las predicciones de la producción del PRE, pudiendo ser innecesaria la imposición de una prelación temporal de las instalaciones.

En cualquier caso, debería mantenerse la prioridad temporal de las instalaciones del PRE frente a la producción en régimen ordinario, en cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva Europea 2009/28/CE y dados los compromisos medioambientales adquiridos.

Por otro lado, y un poco al margen de esto, debería estudiarse el modelo de fijación de precios en el mercado, de forma que el precio de la energía refleje de forma clara los costes de producción (costes ambientales no internalizados) con las distintas tecnologías, incluidas las del régimen ordinario.

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

La prioridad de despacho no debería extenderse más allá del mercado intradiario, a fin de al sistema de la suficiente seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Sin embargo, y en relación a las instalaciones del PRE consideradas como gestionables, podría considerarse la extensión de su horizonte de programación hasta el tiempo real, beneficiándose el sistema de esta capacidad.

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 principal ventaja es que un sistema integrado de garantía de origen y etiquetado de electricidad a nivel ibérico mostraría a todos los usuarios de la energía, de forma clara, la procedencia de la energía que compran y la repercusión medioambiental que la generación de esa energía tendría.

Así mismo, impondría unos criterios armonizados para un mercado que se pretende sea único para toda la península, amén de la simplificación de cara a los generadores al tener una única normativa para todo el mercado.