

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

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?

A nuestro entender la entrada de la PRE en el mercado actual ha sido una solución eficiente ya que los efectos que produce sobre el sistema es un abaratamiento del precio del mercado, garantizando siempre la seguridad del suministro de energía eléctrica.

No obstante, sería adecuado que se conocieran en detalle los costes que tiene cada tecnología. Sírvese como ejemplo que el coste de la prima equivalente (diferencia entre el precio del mercado y la remuneración de las energías renovables) es sobradamente conocido, mientras que en el caso del régimen ordinario, no se conocen los costes a los que se ofertan teniendo en cuenta la reducción de precios que se produce por la incorporación de las energías renovables a precio cero.

Con el sistema actual del mercado, basado en el precio marginalista se han dado beneficios extraordinarios a algunas centrales de generación -- hidráulica y nuclear --, que a modo de ejemplo, sólo en el periodo comprendido entre los años 2007 a 2009 superaron los 11.000 millones de euros.

En otro orden de cosas, ocurre que ciertos agentes pueden llevar a cabo la compra de energía en nuestro mercado y exportarla a terceros países, sin embargo esa energía no cuenta con todos los costes reales de generación, teniendo que ser soportado por los consumidores finales.

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?

A nuestro entender el problema radica en que los costes los asume la demanda, y pudiera darse el caso de centrales que preferirían pagar por generar en lugar de ser cortados en su producción. Con el sistema actual pudiera ocurrir que determinadas centrales opten por pagar su generación, pudiéndolo hacer mediante el pago por los desvíos incurridos.

Las ofertas de precio negativo serían razonables si estuviéramos ante un mercado de competencia perfecta, sin embargo estamos ante un mercado imperfecto en el que compiten antiguas centrales ya amortizadas, centrales que recibieron costes de transición a la competencia, otras centrales en régimen de competencia, el carbón nacional y los sectores regulados del régimen especial.

En cualquier caso sin conocer el resto de detalles de funcionamiento del mercado marginalista y sin conocer los próximos esquemas de retribución que se darán a las energías renovables es casi imposible poder fijar una postura acerca de este asunto.

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?

Los servicios complementarios que se citan, se deben en parte a los desvíos en la previsión de la demanda, además tenemos que tener en cuenta que las tecnologías renovables soportan el coste de sus desvíos, con lo que ya recaen sobre ellas parte de ese coste. Por otro lado, la retribución de estos servicios, ya está establecida en el funcionamiento del mercado (control de tensión, de frecuencia, restricciones técnicas...).

Además, tal y como está planteado el sistema de desvíos, se penaliza a los pequeños operadores de una forma más acusada que a los grandes operadores, que pueden contar con otros esquemas para evitar que se produzcan esos desvíos en su producción.

Sirva como ejemplo, que la mayoría de las grandes centrales de este país no tienen internalizados sus costes reales, no imputándose por ello sobrecostes a la tecnología, mientras que por otro lado, una generación distribuida (como son las renovables) no se benefician de la disminución de las pérdidas del sistema y que son asumidas íntegramente por los consumidores.

No obstante, creemos que la imputación de los costes del sistema debe llevarse a cabo de la forma más eficiente posible, eso sí, sin hacer recaer nuevos costes sobre instalaciones reguladas ya en funcionamiento y que en el momento de llevar a cabo la inversión no conocían dichos costes.

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

Los contratos a largo plazo no serán una herramienta de cara a reducir la incertidumbre sobre la volatilidad de los precios, únicamente servirán en aquellos casos que la fuente renovable sea almacenable, como incentivo de obtener una previsión de producción a largo plazo más ajustada a la real.

Por otro lado, la variabilidad y la mayor o menor ausencia de gestionabilidad de la producción renovable (no así de la cogeneración) hace difícil el uso de esa herramienta.

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?

Siempre que sea una opción adicional al productor sería positivo y en todo caso favorecería la competencia, pero siempre y cuando no se obligue a la PRE a vender su energía en esos mercados.

Por otro lado, creemos importante que de cara a favorecer dicha competencia la posibilidad de participación de la PRE se pudiera dar con cualquier comercializador, y no necesariamente de último recurso.

- 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?**

Aparentemente las ofertas complejas no han sido un instrumento realmente necesario, más teniendo en cuenta que actualmente existe la posibilidad de corregir las casaciones en el mercado intradiario. Todo ello de cara a buscar la transparencia en el funcionamiento del mercado.

- 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?**

No parece que el aumento de las sesiones del mercado intradiario, vaya a ser la herramienta más efectiva para la integración de las energías renovables en el mercado. Sin embargo, con independencia del número de sesiones, lo que realmente sería un avance para hacer más efectiva la adecuación de los desvíos ligados a la PRE, sería el acortar el plazo entre el periodo de cierre de ofertas y el comienzo del periodo de programación.

Pudiera ocurrir que aumentando el número de sesiones el efecto producido, sería acercarnos a un mercado continuo, que a nuestro entender únicamente favorecería a los grandes operadores.

- 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)?**

A nuestro juicio, el funcionamiento actual del sistema está siendo adecuado, ya que cuenta con una competencia en todos los ámbitos. No obstante, no creemos que siempre conlleve obligaciones de pago.

Unificando ambas actividades podría llevarnos a posiciones de poder de determinados agentes, que además tienen la posibilidad de incorporar energía de instalaciones de las que no ostentan la propiedad. Por tanto, se debería buscar que existiera una mayor competencia entre los diferentes representantes, evitando dichas posiciones de poder.

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

Creemos que en ningún caso se debe obligar a la contratación con el representante de último recurso, y menos aún necesario. Con el sistema actual, se obliga a todas las instalaciones, de facto, a contratar con dicha figura para luego elegir libremente otro representante. A nuestro entender, desde el primer kWh generado, incluso en pruebas, se debería poder elegir la representación.

Para el caso de pequeños productores, se deberían buscar fórmulas alternativas para poder vender su energía. No parece una solución óptima que en el mercado de la electricidad compitan las grandes centrales de energía con productores del tamaño de pocos kW. Además, si tenemos en cuenta el coste del representante de último recurso,

ocurre que se está penalizando de forma extraordinaria sus ingresos, careciendo de sentido y suponiendo una violación del principio de igualdad constitucional al tratar igualmente lo que es desigual.

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

La consolidación de los desvíos pudiera llevarnos ante situaciones como la anteriormente descrita: la posición de los grandes operadores del mercado. Éstos gozan de ciertos privilegios que no hacen más que “camuflar” los desvíos incorporando una mayor producción.

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

El cálculo del desvío se debería calcular con el último programa enviado, en caso contrario se penalizaría de forma extraordinaria a las energías renovables no gestionables.

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?

En este asunto, se debería establecer únicamente con criterios objetivos y que estén marcados de forma exclusiva por criterios de seguridad.

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

En todo caso, sería beneficioso para el sistema y para la integración de las energías renovables, que éste contara con una capacidad de interconexión mayor, y por tanto posibilidades de exportación con nuestro entorno.

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?

No aplica.

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?

No aplica.

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?

Creemos que es interesante que la armonización del MIBEL se lleve a cabo cuanto antes. No obstante entendemos que la armonización de los criterios operativos debería hacerse en el mayor ámbito posible, en este caso el comunitario.

En todo caso, se deberán tener en cuenta posibles contraprestaciones a los productores en régimen especial, ya que éstos no gozan de la posibilidad de cargar el precio de su energía con este tipo de costes. Mientras que el régimen ordinario puede trasladar cualquier coste al consumidor final.

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?

Antes de nada, lo que consideramos realmente importante es que los cambios en este sentido no se lleven a cabo en ningún momento de forma retroactiva, o en todo caso, se contemplen incentivos para la adecuación a nuevas exigencias. Del mismo modo, muchos de ellos deberían ser considerados como opcionales.

Para llevar a cabo algunas actuaciones creemos realmente importante que se hagan estudios en profundidad del sistema y su funcionamiento. Sirva como ejemplo el caso de la fotovoltaica y la obligación del cumplimiento del PO 12.3. Difícilmente puede considerarse que una potencia ya en funcionamiento, y tan poco significativa, ponga en riesgo la estabilidad del sistema y por tanto se le obligue a realizar unas inversiones aparentemente innecesarias.

Por último, se deberían armonizar los criterios de operación entre el operador del sistema y las empresas distribuidoras, ya que en algunos casos se nos piden aspectos totalmente contrapuestos y de imposible cumplimiento, véase huecos de tensión vs. limitación de funcionamiento en isla.

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?

Todo lo que sea armonizar este tipo de cuestiones redundará en un beneficio tanto para la tecnología en sí, como para el sistema, evitando de esta forma que se produzcan excedentes de generación a un lado u otro de la frontera.

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 de España, los mecanismos de reducción actuales ya en funcionamiento son adecuados, no obstante se deberían considerar contraprestaciones para estos casos. En este sentido, se debería tener en cuenta lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 16 de la Directiva 2009/28/CE, que establece:

“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.”

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?

Ha quedado demostrado que el sistema actual de “feed in tariff” es el mejor mecanismo de apoyo para las energías renovables en régimen especial, tanto desde un punto de vista de eficacia relativo al crecimiento de potencia instalada, como para combatir el cambio climático, así como desde un punto de vista de eficiencia de costes comparándolo con el apoyo recibido con los costes de generación. Tal y como lo concluye tanto la propia Comisión Europea, como el IPCC en su nuevo informe.

Creemos que sería adecuado que se llevara a cabo dicha armonización en toda la UE, evitando que en un mismo sistema se den tratamientos diferentes a las mismas tecnologías. Todo lo que signifique estabilidad, armonización, transparencia y bajo un desarrollo ordenado redundará en una rápida reducción de costes de las tecnologías y por tanto para el consumidor final.

No obstante, en relación a la simplificación, ésta pudiera resultar algo positivo, pero siempre teniendo en cuenta las especificidades de cada tecnología, es claro que ciertos criterios de diferenciación no son siempre acertados.

Sin embargo, existe el riesgo de que modificaciones retributivas hagan inviables la mayoría de los proyectos y se produzca la tan temida inseguridad jurídica sobre un sector que históricamente ha gozado de ella. Por tanto, se deben establecer siempre medidas a futuro que garanticen la rentabilidad razonable de las instalaciones renovables, la seguridad jurídica, todo bajo un esquema retributivo estable y predecible en el tiempo.

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 coherencia con lo comentado anteriormente, la hoja de ruta debería venir marcada desde la Unión Europea, y en todo caso no debería afectar a inversiones ya realizadas, manteniendo de este modo la seguridad jurídica.

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

Creemos fundamental que las energías renovables en régimen especial no tengan que competir entre sí por una capacidad en la red.

Se debería tener en cuenta la existencia de reserva de capacidad para instalaciones renovables, debiendo evitar que nueva generación renovable compita con la ya existente. Todo ello, dando un plazo adecuado a los propietarios de las instalaciones para su puesta en marcha, no suponiendo un derecho ilimitado en el tiempo.

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

En línea con lo establecido en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento y el Consejo, la prioridad de despacho de las energías renovables, debería darse en todos los horizontes de programación.

Lo contrario pudiera llevarnos a un vertido de la energía primaria de origen renovable, que se trata de un recurso natural y gratuito, desaprovechando de esta forma las posibilidades de consecución de los objetivos marcados en cuanto a la energía final.

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?

Insistimos en que todo lo que signifique amornización y flexibilidad, redundará en un beneficio para el consumidor final, ya que significará una reducción del coste de la tecnología y por lo tanto del coste de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

Por ello, entendemos que es conveniente que se homogenicen los tratamientos de los sistemas de garantía de origen el mayor ámbito posible, con esto se facilitarían los intercambios de electricidad proveniente de energías renovables entre ambos mercados del MIBEL.