

**RESPUESTA DE GAS NATURAL FENOSA A LA CONSULTA PÚBLICA DEL  
CONSEJO DE REGULADORES DEL MIBEL SOBRE "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?

Mientras las ofertas de las energías en régimen especial sean precio cero (precio aceptantes), incluir la PRE en el mercado o netearla de la demanda, tiene los mismos efectos en la formación del precio del mercado.

Solo la cogeneración acogida al modelo de pool más prima y que oferte precio en el mercado (en España del orden de 3.000GWh, 18% de la energía de la cogeneración),podría remotamente influir en el precio del mercado.

En cualquier caso consideramos que la participación de la PRE en el mercado contribuye a mejorar su integración en el sistema ya que permite a los productores participar directamente en otros mercados y les incentiva a mejorar sus herramientas de predictibilidad. Por tanto consideramos que su despacho es más eficiente teniendo visibilidad 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?

Los precios negativos, incluso en el extremo el precio cero, no deberían ser considerados como una alternativa de oferta. No es concebible que las tecnologías insensibles al precio por coberturas regulativas distorsionen los precios que deberían formar las tecnologías en competencia, pues para eso, es decir para determinar el precio del producto en competencia se crea el mercado. El precio negativo supone dar un paso más hacia un modelo en que el mercado competitivo carece de relevancia y la producción percibe su retribución a través de ingresos regulados. Además se estarían dando señales confusas a la demanda pagándola por consumir.

Por este motivo, y en relación a los mercados de reserva, consideramos que para la cobertura de los requerimientos de reserva a bajar se debería crear un nuevo servicio, en vez de incluir la posibilidad de ofertar precios negativos. Este nuevo servicio de reserva a bajar se basaría en una subasta organizada por el operador del sistema el día anterior para cubrir sus requerimientos operativos y donde los generadores habilitados para la prestación

del servicio acudirían con sus ofertas, de tal forma que el operador de sistema contase con suficiente flexibilidad operativa para retirar energía en caso de necesitarlo. Un servicio ofertado de forma competitiva incentivaría la flexibilidad de los productores y daría una señal de precio para valorar inversiones en flexibilidad de la operación.

En conclusión, los precios negativos sólo serían admisibles si la gestión de este servicio por parte del Operador del Sistema, a través de un sistema de subasta, los precisase de forma instrumental para reflejar el coste del servicio.

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?

Las medidas que serán necesarias, tanto operativas como de seguridad de suministro, para poder integrar exitosamente la PRE, son consecuencia de las decisiones de política energética adoptadas y por tanto deben ser sufragadas en su mayor parte por la demanda

En nuestra opinión, la implantación de los mercados de reserva y otros mercados para garantizar la operación del sistema deben repercutirse sobre la demanda y sobre los desvíos (de generación y demanda).

Por otro lado, los pagos por capacidad, que es necesario incrementar para garantizar la disponibilidad de las instalaciones y las inversiones necesarias para garantizar el suministro en el medio y largo plazo, deben repercutirse sobre a la demanda.

Además, en tanto en cuanto, la producción en régimen especial esté primada y su retribución se calcule sobre la base de hacer viable económicamente dichas tecnologías no tendría sentido hacer recaer sobre las mismas costes, al margen de aquellos derivados del coste de los desvíos, pues el incremento de los costes obligaría a incrementar la retribución.

### 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?

Los PRE ya tienen la posibilidad de suscribir contratos físicos o financieros por diferencias con terceros en el ámbito del MIBEL. Sin embargo, las dificultades de programar la generación de régimen especial no gestionable a plazo, hace difícil la utilización de los mismos. En cualquier caso, ya están apareciendo en los mercados financieros contratos a plazo que permiten dar cobertura a la producción de régimen especial con el objeto de intentar garantizar una retribución estable.

En cualquier caso, la venta a plazo no contribuye a disminuir los desvíos, ya que éstos dependen exclusivamente de la mejoras de las herramientas de previsión y de los incentivos que se establezcan para disminuir los costes de los desvíos.

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?

No le vemos ventajas frente a la adquisición de esta energía en el mercado horario. Cualquier otro producto a plazo tendría los inconvenientes de predictibilidad ya planteados.

En todo caso, cualquier planteamiento en este sentido no deberá implicar ninguna obligación de compra de estos productos por los comercializadores.

### 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?

Consideramos que las herramientas disponibles actualmente, en particular la condición de oferta compleja, garantizan que el despacho resultante sea rentable en los términos planteados por el oferente y aporta al mercado la flexibilidad necesaria para adaptar la generación en régimen ordinario a un mercado volátil.

Para ofertar bloques horarios (valle, punta...), se necesita forzosamente de cierta predictibilidad en el perfil de la demanda, a fin de ajustarlos según el consumo. Estas condiciones no se dan en un mercado con una alta penetración de energías renovables con prioridad de despacho donde las variaciones en la PRE hacen que la demanda que percibe la oferta de régimen ordinario también varíe de forma difícilmente previsible.

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 mercado intradiario debería adecuarse a lo previsto para el resto de Europa de acuerdo con el modelo que se está desarrollando, en cualquier caso el establecimiento de un mercado continuo pondría a disposición de los agentes la posibilidad de corregir sus posiciones hasta prácticamente el tiempo real y disminuir los errores de predicción.

### COMENTARIOS ADICIONALES A LA ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

El escenario de explotación que se presenta con el incremento de la producción renovable, conlleva la aparición de 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. De hecho, ya se han producido ocasiones en las que por ejemplo, en un sistema se ha reducido producción renovable que ha habido que verter mientras se estaba importando.

Dado que cada país, según establece la Directiva, tiene unos objetivos individuales de consumo de energía renovables, y que, para dicho cómputo, se tiene en cuenta la producción eléctrica renovable dentro de dicho país, las reglas del mercado deberían ajustarse para que el algoritmo de casación, en las horas de precio cero en ambos sistemas, realizara la casación de los dos sistemas por separado. De este modo, en cada uno de ellos aplicaría la regla de prorrata sobre sus propias ofertas, sin que ninguna oferta se viera afectada por el excedente renovable del otro país.

### 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)?

Consideramos que la actividad de representación o agregación del régimen especial es una actividad en sí misma que deberían poder realizar aquellos agentes que cumplan las condiciones que se establezcan a tal efecto, tanto en nombre propio como en nombre ajeno, sin que existan limitaciones a la misma como existen en el caso de España con los operadores dominantes.

En cualquier caso, entendemos que no debería obligarse a ejercer de representante de un PRE, a la comercializadora que quiera suministrar al consumidor titular del PRE, pues entendemos que esta obligación supone un obstáculo significativo a la actividad competitiva y al avance de la liberalización.

Adicionalmente se deberían eliminar las barreras normativas que exigen que un propietario de varias instalaciones tenga el mismo representante para todas sus instalaciones.

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 es necesaria en un modelo en el que toda la PRE se oferta en el mercado ya sea a precio instrumental (PRE a tarifa) o a precio de mercado (PRE a mercado). En este escenario los representantes de último recurso acogen a aquellas instalaciones que no contratan la actividad de representación con otro agente en condiciones libremente pactadas, por lo que no vemos conveniente establecer un límite de potencia ya que de hacerse podrían darse situaciones de desamparo para algunas instalaciones.

### 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?

Antes de que los agentes puedan consolidar los desvíos en el ámbito del MIBEL, es necesario avanzar en la armonización de los mercados de operación de ambos sistemas y en los procedimientos de imputación de costes.

Una vez alcanzada la armonización, creemos que lo más razonable sería que no se pusiera ninguna restricción a la consolidación de desvíos, y que los agentes tuvieran la libertad para consolidar desvíos entre todas las unidades de programación, de compra y de venta, con las que participan en el mercado.

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

Los desvíos deben medirse con respecto al programa final

### 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?

El cumplimiento de los programas firmes debe ser garantizado por parte de los operadores del sistema. En caso de que se produzcan reducciones sobrevenidas de la capacidad física de interconexión, esta debe ser solucionada mediante los mercados de servicios del sistema.

En cualquier caso, entendemos que el cálculo de la capacidad de interconexión debería coincidir con el procedimiento que al efecto se está desarrollando en el ámbito comunitario.

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

Carecemos de información técnica suficiente (modelo de red, tabla de contingencias, capacidades de redespacho,...) para poder identificar dichas prácticas en caso de que se produjeran.

### 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 único precio admisible para el intercambio de energías de balance entre los sistemas español y portugués es el que resulta del tratamiento homogéneo de ofertas equivalentes en términos técnicos, que serían incorporadas en las correspondientes curvas agregadas de oferta y despachadas siempre que no hubiese una restricción de carácter técnico que lo impidiese. Por tanto, el objetivo prioritario es la armonización de los servicios complementarios "de balance" antes de poner a competir productos diferentes sobre un mismo mercado.

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?

Es necesario acercar las sesiones del mercado intradiario a tiempo real, y simultáneamente compatibilizarlo con la existencia de una ventana de tiempo que permita a los operadores del sistema intercambios de servicios de ajuste.

Una condición necesaria es la armonización de los mercados, configuración de las áreas de balance, etc.

### 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?

Consideramos que avanzar en la armonización de los criterios operativos a nivel ibérico garantizará un tratamiento uniforme en ambos lados de la frontera ante potenciales recortes por riesgos de inestabilidad transitoria de la red.

Por tanto, consideramos preferible avanzar en la armonización Ibérica para posteriormente hacerlo a nivel comunitario.

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 nuestra opinión, los requisitos de continuidad frente a huecos de tensión y de control de reactiva existentes en España, definidos en los PO han contribuido a sustancialmente a facilitar la integración de las energías en régimen especial en España y consideramos que deben extrapolarse a Portugal

### 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?

Parece deseable, en la medida en la que la armonización de estas medidas pueden favorecer la integración del Régimen Especial.

No obstante, en línea con lo expuesto en los comentarios adicionales a la adecuación de las reglas de mercado a los niveles de PRE, los procedimientos de reducción e interrupción de producción de origen renovable deben ajustarse para que en las horas de precio cero en ambos sistemas, la casación y potenciales reducciones se realicen por separado en ambos sistemas.

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?

Consideramos adecuados los criterios existentes de reducción y recortes a aplicar a las PRE en el lado español

También es necesario que se habilite a los DSOS, a proceder a la emisión de órdenes de reducción o de interrupción de la PRE, cuando estas sean necesarias para mantener la seguridad de sus redes.

### 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 Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables establece que los Estados miembros podrán aplicar sistemas de apoyo que consideren necesarios y utilizar los mecanismos de cooperación que para alcanzar sus objetivos establecidos. No obstante, creemos que ir avanzando hacia una armonización retributiva contribuiría a facilitar el uso de dichos mecanismos de cooperación.

Así mismo consideramos que el sistema de apoyo a las energías renovables debería evolucionar hacia un modelo que si bien permita garantizar una retribución razonable y suficiente de las instalaciones, sea eficiente en la asignación de los recursos, lo suficientemente flexible para captar las mejoras tecnológicas, encaminado hacia la integración de estas tecnologías en el mercado de electricidad sin la necesidad de apoyos y que permita una implantación ordenada de las mismas de acuerdo a los objetivos que se establezcan.

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?

### 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?

El criterio principal para conceder reserva de capacidad es la precedencia temporal en la solicitud.

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 debería materializarse únicamente en tiempo real y subordinada siempre a la seguridad de la explotación del sistema de producción y transporte, tanto en lo que afecta a las contingencias de red como a la gestión de las instalaciones (movimiento de carga en centrales nucleares, operación de compuertas en hidráulicas en vertido,...).

### 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?

Para avanzar en la armonización regulatoria del MIBEL, creemos que sería adecuado que se designe un único organismo competente para gestionar el registro de garantías de origen en el ámbito ibérico, y que se homogenice el etiquetado de la electricidad en el ámbito ibérico. Ahora bien, consideramos relevante e imprescindible, que se disponga que se renuncie a la prima cuando se expida una garantía de origen.

Esta medida no afectaría al cumplimiento de los objetivos españoles, ya que según el art 15.2 de la Directiva 2009/28/CE, las garantías de origen no tienen efecto alguno respecto del cumplimiento de los objetivos de los EEMM y sin embargo, permitiría asegurar que el mix de comercialización con que se informe a los clientes, no se distorsiona por las garantías de origen de las energías que han sido previamente primadas por los ingresos provenientes de las tarifas de acceso.

En el caso español, el mix de las comercializadoras con que se informa al cliente, se calcula restando del mix generación nacional, las garantías de origen emitidas (la mayoría primadas por todos los consumidores a través de las tarifas de acceso con un importe cercano a 6000M€ en el 2009 y 7.000M€ en el 2010) y sumando las garantías de origen adquiridas (a precio cero o casi cero en el año 2009 y 2010). Por tanto, el mix de comercialización, calculado con las garantías de origen primadas que luego se transfieren a precio cero, es ajeno a realidad económica con que un cliente contribuye a financiar las energías renovables. De hecho, dos consumidores idénticos, que financien por igual a las renovables a través de las tarifas de acceso, pueden ser informados de un mix de consumo radicalmente diferente, en función del acceso que tenga un comercializador a garantías de origen a precio cero. En este sentido, hay que recordar que los EEMM deben adoptar las medidas necesarias para garantizar la fiabilidad de la información proporcionada por los proveedores a sus clientes (párrafo 6 del artículo 3 de la Directiva 2003/54/CE).

Por otro lado, en el caso de que las garantías de origen empezaran a tener precio en el mercado, se evitaría la posibilidad de sobre retribución de las energías renovables (el sistema de feed in tariff de ambos países garantiza la rentabilidad razonable de la producción en PRE)

Adicionalmente, la medida que se propone, está contemplada en la Directiva 2009/28/CE (art 15.2) donde se establece la posibilidad de que los EEMM puedan "disponer que no se conceda ayuda a un productor cuando este recibe una garantía de origen correspondiente a



la misma producción de energía a partir de fuentes renovables” o lo que es lo mismo que no se prime a un productor por la producción de energía renovable cuando este haya recibido una garantía de origen.

15 de diciembre de 2011