

## RESPUESTA DE ARMIE A LA CONSULTA SOBRE LA ARMONIZACIÓN REGULATORIA DE LA INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Madrid, 14 de diciembre de 2011

### **Introducción y valoración general de la consulta**

La Asociación de Representantes en el Mercado Ibérico de Electricidad (ARMIE) está formada por 16 empresas que prestan activamente servicios de representación y gestión por cuenta productores de régimen especial en el MIBEL. ARMIE se constituyó en el año 2009 y ha venido trabajando junto con los reguladores y los operadores para la mejora de todos los procesos de altas administrativas, gestión de mercado y liquidaciones de la venta de la energía de los productores de régimen especial.

ARMIE quiere trasladar al Consejo de Reguladores su agradecimiento por esta iniciativa que permite al conjunto de empresas, consumidores y asociaciones trasladar opiniones basadas en la experiencia y que darán una mejor visión de los problemas del sistema eléctrico a los reguladores. Queremos animar a continuar con este tipo de consultas antes de redactar las propuestas de regulación, sin perjuicio de que su redacción final siga sometándose a audiencia pública.

En opinión de ARMIE esta consulta plantea la producción de régimen especial y su participación en el mercado como causante de problemas e ineficiencias que distorsionan el mercado. El documento traslada la idea que es la gestión realizada de la producción de régimen especial la causante de nuevas necesidades y de cambios en el funcionamiento esperado de ciertas tecnologías que, pensadas en el momento de la inversión como tecnologías de base, se han convertido en tecnologías de flexibilidad que aportan al sistema reserva y capacidad de cobertura para adaptar el sistema al funcionamiento de la energía renovable. El desarrollo de la generación renovable es una decisión política respaldada por la mayoría de la sociedad, que es la que soporta su financiación. Dentro de ésta están los costes adicionales que supone su integración en el mercado, asegurando que la producción renovable sea lo más eficiente posible.

ARMIE considera que la incorporación de la gestión de la venta de la electricidad a los mecanismos existentes de mercado ha permitido su desarrollo y su integración en el sistema eléctrico de la mejor manera posible y al menor coste. Cualquier mecanismo que aleje la gestión de la venta de la energía del régimen especial de los mecanismos de mercado añadirá un mayor coste al sistema y relajará los incentivos a una gestión óptima por parte de los productores, al desprenderse de riesgos que tendrá que asumir el sistema. El esquema inicial planteado por el Real Decreto 436/2004, en el que se incentivaba a los productores a vender su energía en el mercado y a asumir parte del riesgo de la evolución del mismo, es, en opinión de ARMIE, la mejor forma de fomentar la contratación a plazo de la energía, combinándolo con una gestión de las previsiones de producción en todos los mercados posibles, incluidos los mercados de energía de regulación, siempre que la tecnología lo permita.

El texto introductorio de las consultas valora la volatilidad horaria del mercado como mala o perjudicial. El mercado MIBEL tiene una de las menores volatilidades de los mercados *spot* europeos, precisamente porque gestiona la mayor parte de la energía que se consume en el sistema. A pesar de lo que asevera el documento, es la escasa volatilidad del precio lo que no hace rentable la gestión de la demanda o la inversión en instalaciones de bombeo.

En opinión de ARMIE, existen varios aspectos del esquema actual de funcionamiento del mercado y del sistema mejorables, siendo necesario afrontarlos todos de manera simultánea. La mejora de la inclusión de las pérdidas reales de red en las ofertas de los compradores; la creación de incentivos a los operadores del sistema para la consecución de la mejor relación seguridad-coste en la operación de los sistemas; la participación del régimen especial en los servicios complementarios; la extensión de la representación libre del régimen especial al sistema portugués; la creación de nuevos mecanismos de reserva a disposición de los operadores del sistema; la eliminación de distorsiones en el precio de la energía ofertada en el mercado; la retribución adecuada de las instalaciones que aporten capacidad de reserva y de regulación; el esquema actual de zonas de regulación donde existen centrales que no aportan regulación al sistema... todos son aspectos mejorables que han de abordarse de manera simultánea.

ARMIE tiene opinión sobre todas las cuestiones que plantea la consulta pero únicamente respondemos a las que consideramos entran en el ámbito de nuestra

actividad como empresas que prestan servicios de gestión el mercado de electricidad.

## **Repuesta a las cuestiones de la consulta**

- 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?*

El funcionamiento del régimen especial en el mercado se ha demostrado eficiente y ha permitido su incorporación al sistema eléctrico al menor coste posible. Si damos como válida el funcionamiento del mercado marginalista con otras tecnologías que puedan vender su energía por debajo del precio marginal tenemos que aceptar su validez para la gestión de la energía de régimen especial. Pensamos que toda la retribución del régimen especial deba basarse en el esquema de sumar una prima fija al precio de mercado (mercado a plazo más *pool*), de tal manera que se elimine la distorsión de que alguien no realice la gestión de volumen/precio más eficiente por tener una retribución asegurada con independencia de sus actuaciones 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?*

Las ofertas a precios negativos en el mercado diario podrían provocar que a la producción de renovable le pudiera no compensar producir en horas de precio negativo porque el pago por producir fuera superior al ingreso previsto (v.g. la prima), si las instalaciones estuvieran todas en el régimen económico de mercado. Para las instalaciones a tarifa o con suelo de ingreso garantizado podría vender a cualquier precio, aumentando el coste para el sistema. En nuestra opinión no debería permitirse precios negativos en el mercado diario.

La posibilidad de precios negativos en mercados de terciaria y desvíos, que no de reserva como plantea la cuestión, parece un buen incentivo a que las centrales que puedan participar se pongan en disposición de poder dar energía a bajar en esos mercados, evitando su escasez cuando los precios del mercado diario hayan sido bajos y las expectativas de margen por dejar de producir para cubrir desvíos no sean suficientes para atraer la necesaria energía de regulación.

El sistema de “precio marginal” parece compatible. En caso contrario se tendría que revisar su idoneidad en todos los mercados en los que se aplica.

**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?**

Para que un mercado asigne eficientemente los costes éstos se tienen que imputar a quienes los provocan. Así, hay que diferenciar entre reserva de regulación, potencia disponible a subir y a bajar en diferentes horizontes temporales, y energía de regulación, la efectivamente utilizada para mantener la frecuencia del sistema por los desvíos de consumo-generación. La reserva de regulación retribuye la disponibilidad y, a cambio de un pago, da la opción a cualquier comercializador o generador a desviarse. Este servicio debe pues imputarse a la energía consumida–generada en cada hora pues, a priori, todos los participantes disfrutan de la posibilidad de no cumplir su programación. Los mercados de reserva deben ser soportados por la energía consumida–generada. Si en las sociedades española y portuguesa hemos decidido apostar por el régimen especial sería lógico que el coste de reserva de regulación lo soportara el consumo, que es quien hace posible su instalación mediante la absorción de sus mayores costes.

Por otro lado, los desvíos de consumo-generación deben hacer frente al coste de la energía utilizada en su cobertura, sin discriminar si es un desvío de consumo o generación, o de una u otra tecnología de generación. Si se imputan a los desvíos costes no generados por su cobertura crearemos ineficiencias, produciendo mayores costes generales al sistema.

En cuanto a la posibilidad de introducción de instalaciones adicionales, como plantas de bombeo, es el precio de los mercados en los que participen el que debe retribuir tales inversiones. El único mecanismo viable sería la contratación de dicha capacidad de reserva a largo plazo para las nuevas inversiones, de tal manera que pudieran minorar parte del riesgo de la inversión. Para ello sería necesario el cambio de regulación y que en ese mercado a plazo de capacidad de regulación participasen también las centrales existentes. Su coste, por supuesto, debería ser soportado por la energía consumida y no por los desvíos.

Otra forma de mejorar la disponibilidad de reserva y el coste de los desvíos es permitir una mayor participación en mercados de regulación de productores de régimen especial que puedan aportar regulación. En opinión de ARMIE, el operador del Sistema debería realizar un esfuerzo por incorporar a los mercados de servicios auxiliares a algunas tecnologías que actualmente no participan.

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

La producción de régimen especial, especialmente la renovable, será la misma con independencia de cuando se contrate. Aún contratándose toda a plazo, como es el caso de la opción de tarifa, hay que hacer ajustes de volumen en el mercado diario y en los mercados intradiarios si se quiere reducir el error de los programas de generación. Si se utiliza el método portugués el coste de los desvíos de generación del régimen especial los absorbe el resto del mercado. En ningún caso la contratación a plazo significará la reducción de desvíos.

La contratación a plazo sólo serviría para la cobertura de riesgo de precio del régimen especial con la opción de venta de mercado. Si la adquisición de la misma a plazo no fuera de libre competencia revertiría el riesgo de precio, de manera obligada, sobre otros participantes o sobre el sistema.

En todo caso, la promoción de un esquema de retribución único de las instalaciones en régimen especial a mercado más prima ayudaría a que los costes reales de producción tuvieran un reflejo correcto en el mercado a plazo.

**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?***

Hoy en día hay suficientes mecanismos para que quien quiera pueda contratar su energía a plazo. De hecho, hasta el mes de octubre, el mercado OTC<sup>1</sup> en el año 2011 ha contratado unos 245 TWh de energía en swaps de electricidad y la negociación continua del mercado de futuros OMIP ha ascendido a unos 27 TWh. No consideramos que mecanismos de venta a plazo de la energía de régimen especial adicionales a los existentes mejoren la competencia.

En opinión de ARMIE es necesario fomentar la competencia en el mercado de representación, permitiendo la libre representación de instalaciones de régimen especial por operadores no dominantes también en el mercado portugués.

---

<sup>1</sup> Mercado OTC: mercado no regulado en el que los operadores negocian bilateralmente a través de intermediarios (*brokers*), en este caso, operaciones a plazo con liquidación financiera sobre el subyacente del precio medio del mercado diario de electricidad.

**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?***

En nuestra opinión las condiciones de ofertas complejas actuales (ingresos mínimos y rampas) junto con la gestión de balances en los mercados intradiarios son suficientes para permitir a los productores ajustar sus ingresos a los costes de funcionamiento. Las ofertas por bloques podrían detraer generación térmica en horas de precio bajo, restando reserva al sistema.

ARMIE quiere poner de manifiesto en este punto que cualquier propuesta de regulación que modifique el funcionamiento actual del mercado debe analizar el impacto en otras actividades, como la negociación en el mercado OTC que mueve más energía subyacente que el propio mercado diario, o la preparación y adecuación de los sistemas de todos los participantes en el mercado. En cualquier caso, la implantación de cambios debe venir acompañada de un periodo de adaptación suficiente.

**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 aumento del número de sesiones del mercado intradiario contribuiría a una adecuación más efectiva de los desvíos de previsión asociados a la PRE. Además del aumento de las sesiones de intradiarios es necesario que las horas cuyo programa se pueda casar estén lo más cercanas posible al momento del cierre del mercado intradiario. La instalación de los centros de control y la disposición de medidas en tiempo real han de permitir mejoras significativas en la predicción de la producción en las primeras horas después del intradiario. El error de la predicción renovable aumenta de manera muy importante según se aleja la predicción de la hora de la generación. De igual manera, abogamos por la incorporación del régimen especial portugués al sistema de venta en el mercado que existe en el sistema español.

En opinión de ARMIE, la existencia de un mercado continuo amplificaría el poder de mercado de operadores con grandes cuotas, que tienen mayor flexibilidad de funcionamiento en sus centrales y mejor información del funcionamiento de un gran número de unidades que eventualmente pudieran participar en la negociación.

Nuestra opinión es contraria a la sustitución de los mercados intradiarios por la negociación continua.

**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)?**

ARMIE no está de acuerdo con la asimilación de la actividad de representación a la de comercialización. La representación es un servicio profesional de gestión de la venta de energía, propiedad de un tercero –productor de régimen especial-, que pone a disposición de los propietarios de la energía recursos similares a los de los productores de régimen ordinario (gestión de ofertas 24x7, centro de control, interlocución con los operadores, etc.). La comercialización es una actividad de cuenta propia en la que el comprador trata de comprar la energía al precio más barato posible para poder ofrecer suministros competitivos a los consumidores y/o aumentar legítimamente el margen de su actividad. La representación ha alcanzado un nivel de servicio muy alto, con un gran nivel de satisfacción de los productores. Mezclar actividades de prestación de servicios con actividades de cuenta propia podría perjudicar los intereses de los productores en régimen especial. Los comercializadores pueden adquirir la energía del régimen especial a los productores de régimen especial con independencia de que éstos últimos utilicen un representante.

La elección sobre si se realiza una representación directa, en la que las obligaciones de pago y los derechos de cobro las tiene el productor, o indirecta, en la que recaen sobre el representante, debe ser fruto de un acuerdo bilateral entre representante y productor como parte del servicio. Debe haber posibilidad de elección de ambas y la elección debe realizarse por acuerdo entre las partes.

**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 no es necesaria, de manera transitoria ni permanente, para instalaciones con una potencia instalada mayor de 0,1 MW. La representación de último recurso nunca debe ser obligatoria, como actualmente sucede en el caso de las instalaciones de régimen especial en pruebas. La representación de último recurso sólo se justifica para instalaciones que, por su tamaño, no puedan acceder a servicios profesionales de representación libre.

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

El límite actual para la consolidación de desvíos es el que imponen los dos sistemas del MIBEL, Portugal y España. En nuestra opinión, por ahora solo es posible la consolidación de desvíos dentro de cada sistema y a nivel de cartera de representación. Sólo cuando exista una sola zona de operación del sistema se podrían consolidar desvíos a nivel peninsular. Si se quisiera ampliar el ámbito a la comercialización y al régimen ordinario sería necesario cambiar el modelo actual de zonas de regulación, que funciona también como áreas de consolidación de desvíos para el régimen ordinario.

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

La prioridad de integración de la energía de régimen especial y la dificultad en la predicción de generación de la renovable hace necesario que se incentive a los productores de régimen especial a ajustar sus programas lo más cerca posible del tiempo real. Consideramos que el sistema de cálculo de desvíos actual, que mide los desvíos respecto a lo que el Operador del Sistema denomina P48 (Programa Horario Operativo), es eficiente. Cualquier otra referencia más lejana en el tiempo supondría penalizar al régimen especial y aumentar el coste general de la gestión de los desvíos.

**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 opinión de ARMIE el horizonte temporal para no admitirse reducciones debería ser a partir del PVP, salvo mecanismos excepcionales de resolución (MER).

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

No Contesta (NC).

**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 asociado al intercambio descrito debería ser el precio que el mecanismo de mercado de regulación marque en el sistema receptor de la energía sobrante,

incorporándose su coste al coste de todos los desvíos producidos en el sistema que haya exportado esa 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?**

Parece necesaria la armonización de las reglas de participación en los mercados de regulación y servicios auxiliares y eventualmente la existencia de un único operador del sistema.

**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?***

Portugal debe converger hacia la estructura de la operación del sistema español sin esperar la armonización europea.

**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?***

NC.

**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?***

La integración de mercados debe abarcar armonización de operativa en todos los ámbitos: mercado a plazo, día siguiente, mercados intradiarios, mercados de regulación y desvíos y gestión en tiempo real. Si finalmente se desea que la operación del sistema sea única o se realice de manera coordinada todos los productores del mismo tipo deben tener condiciones de participación idénticas para que un sistema no subvencione el funcionamiento del otro.

*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?*

NC.

*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 simplificación u armonización de retribuciones o de sus categorías no tiene ninguna ventaja. Cada país puede tener costes de instalación (mano de obra, terrenos, materiales, etc.) o de funcionamiento diferentes e igualarlas podría resultar injusto.

ARMIE considera que la única ventaja en la armonización de retribuciones del régimen especial se produciría si se implanta un único esquema de retribución a partir del precio obtenido con la venta libre al mercado más una prima fija (que debe variar por tecnología y país). Este esquema es el que permite crear un incentivo para la gestión del riesgo de tal manera que no recaiga sobre el sistema y acercar cada vez más a la producción del régimen especial a competir con otras tecnologías en el mercado.

*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?*

ARMIE propone la instauración a corto plazo del acceso al mercado de las instalaciones de régimen especial en Portugal con el mismo esquema que en España y con liquidación de desvíos por el operador del sistema consolidados a nivel de agregador.

La futura regulación de la retribución de la PRE debería basarse exclusivamente en una prima fija a añadir al precio de venta de la energía en el mercado, además de los complementos actuales (Vg. reactiva, huecos de tensión).

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

NC.

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

ARMIE opina que hay que dar prioridad de integración a la energía del régimen especial, en cumplimiento de la directiva europea vigente, por lo que el horizonte de programación debe ser el del último mercado disponible, realizando sólo limitaciones en tiempo real.

**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 de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad ampliaría el mercado, las posibilidades de comercialización de las garantías de origen y su utilización en el suministro a consumidores.