

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

Oscar Arnedillo, NERA Economic Consulting

15 de diciembre de 2011

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?

Los problemas asociados con la producción de electricidad sobre la base de fuentes de energía renovable (PRE) provienen del hecho que los generadores renovables no perciben el precio del mercado como la señal marginal para la toma de sus decisiones de producción (es decir, su ingreso marginal no es igual al precio del mercado). Una solución sería que las primas se pagaran solamente durante un número limitado de horas, inferior al número de horas que los generadores anticipen funcionar en el mercado, y que el nivel de la prima no dependa del precio horario del mercado (puede, no obstante, depender del precio en un mercado a plazo, de modo a estabilizar su ingreso total). De este modo los generadores renovables reaccionarán a las señales de precio del mercado, evitándose soluciones ineficientes.

La diferencia entre un diseño de mercado spot “marginalista” y uno “pay as bid” es que en el primero los generadores presentan ofertas iguales a su coste variable (de oportunidad), asegurando así un despacho de mínimo coste, mientras que en el segundo los generadores basan sus ofertas en una previsión del precio de oferta de la central marginal, y en la medida que se equivoquen el despacho será ineficiente. La ineficiencia en el despacho incrementa el coste de suministro a corto y medio plazo. Y el crecimiento en la PRE implica que cada vez será más difícil adivinar cual será la central marginal, y aun más cual será su oferta. Por ello no solamente el crecimiento en la PRE no hace que el diseño marginalista sea obsoleto, sino que refuerza la lógica de apoyarse en dicho diseño, y cada vez más.

La capacidad del mercado de generar precios que reflejen el coste marginal de suministro asegura no solamente que las decisiones de explotación de las centrales sean eficientes, sino que las decisiones de inversión también lo sean, llevando así a la minimización del coste de suministro a largo plazo. El hecho de que la intermitencia de muchas instalaciones renovables incremente la volatilidad del precio del mercado no es un problema, sino simplemente un reflejo de que se incrementa la volatilidad del coste marginal de suministro subyacente. La respuesta no es impedir que dicha volatilidad aflore, sino dejar que los agentes vean y respondan a esas señales para así minimizar el coste de suministro.

En este mismo sentido, cabe señalar que despachar las centrales del Régimen Especial “fuera del entorno” del mercado marginalista (tal como lo expresa la pregunta) no evitaría que dichas centrales tuvieran impacto sobre el coste del mercado. Por ello, el hecho de despachar las centrales del Régimen Especial “fuera del entorno” del mercado marginalista no evitaría que tuvieran exactamente el mismo impacto sobre el precio del mercado que despacharlas dentro del entorno del mercado. De hecho, despacharlas de forma conjunta e integrada con las centrales del

Régimen Ordinario tenderá a resultar en un despacho más eficiente que despacharlas de forma separada.

El hecho de exponer a las centrales del Régimen Especial a los precios de los mercados, los desvíos y los costes de las reservas les inducirá a tomar decisiones eficientes, contribuyendo a reducir los costes de suministro. Por ejemplo,

- § Les inducirá a participar en los mercados a plazo, incrementando la oferta de contratos en dichos mercados, de tal modo que se reduce el precio de dichos contratos y, con ello, el precio de los contratos minoristas.
- § Les inducirá a tomar decisiones eficientes sobre cuantos recursos dedicar a mejorar sus previsiones de funcionamiento, reduciendo con ello el coste de las reservas que el operador del sistema debe contratar para asegurar la estabilidad del sistema.
- § Les inducirá a tomar decisiones eficientes sobre cuanta energía ofertar en el mercado diario, de tal modo que cuanto más alto sea el coste de los desvíos, más cautos serán en sus previsiones, reduciéndose así la probabilidad de desvíos porque la producción de los generadores del Régimen Especial sea diferente de la programada.
- § Les inducirá a participar en los mercados intradiarios a medida que vayan actualizándose y modificándose sus previsiones de funcionamiento con respecto a su programa.

Evidentemente, se puede buscar estos mismos resultados mediante esquemas de incentivos y penalizaciones a los generadores del Régimen Especial. Sin embargo, el nivel *correcto* de dichos incentivos y penalizaciones depende de las condiciones en el mercado (p.ej. el coste de las reservas y los desvíos) en cada momento, por lo que cualquier esquema de incentivos y penalizaciones fijado a priori tenderá a generar resultados ineficientes, en comparación con exponer a los generadores del Régimen Especial a los precios del mercado.

Por otra parte, como lo señala el documento de consulta, el crecimiento en la PRE tenderá a incrementar los costes de operación del sistema. Este incremento en los costes tiene su origen principalmente en la necesidad de contratar servicios de reserva (“*backup*”). De hecho, el desarrollo de las renovables hará que cada vez sea necesaria más potencia de reserva. Remunerar a los generadores por los servicios de reserva que proporcionen generará ingresos y dará incentivos para que los generadores inviertan en centrales (p.ej. bombeo, turbinas de gas) que puedan dar este servicio a mínimo coste.

En síntesis, entendemos que la integración eficiente de la producción renovable exige tender a equiparar los regímenes ordinario y especial, y potenciar los mecanismos de asignación basados en costes marginales (en contraposición a los costes medios).

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?

Como ya se ha explicado, para que las decisiones de explotación y de inversión de los agentes sean eficientes y se minimice el coste de suministro, es preciso que el precio del mercado pueda reflejar el coste marginal del suministro. Sin embargo, no se debería permitir que el precio del mercado pueda ser negativo hasta que no se aborde una reforma como la arriba planteada por la

cual las primas se pagaran solamente durante un número limitado de horas, inferior al número de horas que los generadores anticipen funcionar en el mercado. Los motivos por los cuales permitir precios negativos sin haber acometido dicha reforma se exponen a continuación.

En determinadas circunstancias, el coste marginal de suministro puede ser negativo, si por ejemplo a un generador le resulta menos costoso pagar por seguir funcionando que incurrir en los costes de parar y volver a arrancar. Si hay diversos generadores que se encuentran en esta situación, permitir que presenten ofertas de venta con precio negativo hará que eventualmente paren aquellas centrales con los menores costes de parada y arranque, minimizándose así el coste de suministro. De hecho, los consumidores podrán ayudar a resolver esa situación incrementando su consumo en esa hora, de modo que no solamente cobran por incrementar su consumo, sino que los generadores evitan incurrir en costes de arranque y parada gracias al incremento en la demanda de esos consumidores.

Esto implicaría que sería deseable permitir ofertas con precio negativo, y permitir que el precio del mercado sea negativo. Sin embargo, los generadores que reciben una retribución de tipo “*feed-in-tariff / feed-in-premium*” (FiT/FiP) tienen incentivos a seguir funcionando aunque el precio del mercado sea inferior a sus costes variables de funcionamiento, por lo que permitir ofertas y precios negativos perjudicaría el funcionamiento del mercado. Por ejemplo, un generador con FiT puede tener incentivos a seguir funcionando con precios negativos (incluso infinitos), mientras que un generador con FiP tiene incentivos a seguir funcionando hasta que el precio negativo alcanza el valor de su prima. En esta situación, permitir precios negativos no solamente resultará en un despacho ineficiente, sino que tenderá a incrementar el precio del mercado y el coste de suministro. Este problema se ilustra en el cuadro de la página siguiente.

Por lo tanto, si los generadores renovables vieran el precio del mercado como señal marginal (lo cual no ocurre en la actualidad) sería deseable que el precio del mercado pudiera ser negativo. Sin embargo, si los generadores renovables no ven el precio del mercado como señal marginal, permitir que el precio del mercado pudiera ser negativo crearía graves distorsiones sería ineficiente y causaría graves disrupciones en el funcionamiento del mercado y la formación de precios. Por ello, no se debería permitir que el precio del mercado pueda ser negativo hasta que no se aborde una reforma como la arriba planteada por la cual las primas se pagaran solamente durante un número limitado de horas, inferior al número de horas que los generadores anticipen funcionar en el mercado.

Con respecto a la segunda parte de la pregunta, si permitir o no precios negativos en los mercados de reserva (mercado de gestión de desvíos y terciaria), dado que los generadores del Régimen Especial no participan en estos mercados (y siempre que sigan sin participar), el problema arriba identificado no se da. Por ello, y dado que, como se ha explicado, para que las decisiones de explotación y de inversión de los agentes sean eficientes y se minimice el coste de suministro, es preciso que el precio del mercado pueda reflejar el coste marginal del suministro, sí sería deseable que se permitan precios negativos en dichos mercados.

Con respecto a la tercera parte de la pregunta, los precios negativos son perfectamente compatibles con un esquema marginalista. Si el coste marginal de funcionamiento en una hora dada es negativo (porque parar en una hora puede suponer incurrir en costes mayores que seguir funcionando, por efecto de los costes de arranque y parada), los agentes simplemente reflejarán dichos costes negativos en sus ofertas, y si dichas ofertas resultan ser las ofertas marginales en el mercado, el precio del mercado en esa hora será negativo.

Ejemplo: Permitir precios negativos cuando la generación del Régimen Especial recibe tarifas o primas resultará en un despacho ineficiente y mayores costes de suministro

Considérese un sistema en el cual el “día de programación” se compone solamente de tres horas, con el perfil de demanda y de generación del Régimen Especial siguientes.

	Demanda y generación de RE		
	Hora 1	Hora 2	Hora 3
Demanda	1.400	1.000	1.400
Generador RE	1.000	1.000	1.000

Considérese que los generadores del Régimen Ordinario tienen las características siguientes.

	Coste de arranque	Coste variable	Mínimo técnico	Potencia máxima
	€	€/MWh	MW	MW
Generador RO	10.000	30	150	400

Dado el perfil de generación del Régimen Especial y la demanda horaria, solamente es necesario el funcionamiento de un generador del Régimen Ordinario. Si dicho generador no para en la hora 2, sino que se reduce la generación de las centrales de Régimen Especial, evita parar al final de la hora 1 y volver a arrancar al principio de la hora y su coste total de funcionamiento sería de €28.500.

	Generación Horaria			Coste total de generación
	Hora 1	Hora 2	Hora 3	
Generador RO	400	150	400	28.500
Generador RE	1.000	850	1.000	0
Total	1.400	1.000	1.400	28.500

Sin embargo, si el generador del Régimen Ordinario para en la hora 2, su coste total de funcionamiento sería de €34.000, incluyendo el coste de arranque.

	Generación Horaria			Coste total de generación
	Hora 1	Hora 2	Hora 3	
Generador RO	400	0	400	34.000
Generador RE	1.000	1.000	1.000	0
Total	1.400	1.000	1.400	34.000

Por lo tanto, si el generador del Régimen Ordinario debe detenerse en la hora 2, incurrirá en mayores costes de funcionamiento que si puede mantenerse en funcionamiento.

Sin embargo, si los generadores del Régimen Especial reciben una tarifa por su producción estarán dispuestos a funcionar con independencia del precio del mercado, por lo que el generador del Régimen Ordinario no podrá desplazarles con su oferta, y tendrá que parar y arrancar. El resultado será que los generadores del Régimen Especial funcionarán cuando lo eficiente es que hubieran reducido su producción, pero maximizarán su producción y sus ingresos, y el precio del mercado (que debe cubrir los costes de funcionamiento de los generadores programados) será mayor que si no se permitieran los precios negativos.

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 las decisiones de los agentes sean eficientes es preciso que los costes se imputen a aquellos comportamientos que causan los costes.

En este caso, el coste que ocasionan los generadores renovables proviene principalmente de la mayor necesidad de reserva. El inductor de dicha mayor necesidad proviene de los errores de previsión cuando el generador renovable sobreestima su producción real. Por lo tanto, el coste marginal de la contratación de la reserva a subir debe imputarse a los generadores renovables en la medida que cada uno de ellos incurra en dichos errores de previsión. Además, evidentemente, los generadores renovables deben hacer frente a los costes de la energía a subir o bajar que el operador del sistema deba contratar para cubrir o compensar los desvíos en los que incurran.

Los generadores renovables no ocasionan costes de contratación de banda de secundaria, sino que el principal inductor de esa reserva es la fluctuación de la demanda. Por lo tanto los costes de la banda de secundaria deben imputarse exclusivamente a la demanda. Si en el futuro el nivel de contratación de la banda de reserva fueran las fluctuaciones en la producción de renovables, entonces el coste se deberá imputar a dicha producción.

Los costes de funcionamiento de las instalaciones de bombeo tampoco deberían recaer sobre los generadores renovables. Es cierto que el hecho de que produzcan más o menos influye en el precio del mercado, y que puede influir también en el funcionamiento de las centrales de bombeo. Sin embargo, la producción de todas las centrales influye en los precios del mercado y en el uso del bombeo, y no por ello se atribuyen los costes de las centrales de bombeo al resto de centrales (de hecho, nada justifica diferenciar a las centrales de bombeo del resto de centrales, cuando turbinan, o del resto de consumidores, cuando bombean). Los generadores renovables contribuyen generación, no incrementan la demanda. No tiene sentido repercutir los costes de unas centrales de generación sobre otras centrales de generación.

Pretender imputar los costes de las instalaciones de bombeo a los generadores renovables equivaldría a imputar a los generadores nucleares o las centrales fluyentes el coste de parada y arranque de las centrales térmicas que deben parar y arrancar en horas valle por falta de hueco térmico.

Por otra parte, cabe señalar que, naturalmente, si se imputan a los generadores de Régimen Especial los costes de los servicios de reserva que ocasionen, dichos costes (el valor esperado de dichos costes) deberán considerarse a la hora de fijar su retribución ya que de otro modo se desincentivará la inversión y no se cumplirán los objetivos de renovables. Dicho incremento en la retribución deberá aplicarse no solamente a los nuevos generadores sino también a los existentes para evitar que la aplicación de estos costes genere riesgo regulatorio que incremente el coste y desincentive la inversión en nueva capacidad de generación renovable. Este es un requisito especialmente importante en el actual contexto en el cual los compromisos internacionales de promoción de las renovables van a necesitar inversiones significativas en este tipo de centrales.

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

La pregunta sugiere que se considera que la contratación a plazo de la PRE podría reducir los desvíos. En realidad, la contratación a plazo no tiene ningún impacto sobre la producción de los generadores renovables. Por ello, con independencia de que la contratación a plazo fuera mediante contratos “físicos” o “financieros”, la realidad es que la producción de los generadores renovables vendrá determinada por la disponibilidad de la energía primaria (viento, sol, etc.), y los desvíos serán los mismos que si no hubiera contratación a plazo.

Quizás la propuesta es que los generadores renovables “garanticen” su producción en el sentido de que sean ellos quienes contraten los servicios de balance con generadores gestionables. Técnicamente dicha solución es factible, pero ineficiente, ya que dado que no existe una perfecta correlación entre la producción de los distintos generadores renovables, es más eficiente que la gestión de los desvíos la realice un operador del sistema, tal como ocurre en la actualidad.

El documento de consulta realiza también una serie de afirmaciones que merece la pena discutir. Así, se afirma que *“el hecho de que la oferta de la PRE no sea cost reflective desde una perspectiva de largo plazo, es decir, que no refleje la estructura de los costes marginales a largo plazo de la tecnología, supondría que la señal de precio formada en los mercados de corto plazo acaba por ser distorsionada cuando se analiza desde la perspectiva de los incentivos a la inversión”*. En realidad, para que el despacho sea eficiente es necesario que los generadores presenten ofertas que reflejen sus costes marginales de corto plazo, no de largo plazo. Si los generadores renovables (o cualquier otro generador) presentaran ofertas que incluyen sus costes de inversión resultaría en un despacho que sería ineficiente, incrementando el coste de suministro.

El hecho de que los generadores presenten ofertas iguales a sus costes marginales de corto plazo, y que estas ofertas fijen el precio del mercado, no impide el funcionamiento correcto del mercado ni distorsiona las señales de inversión. Al contrario, lo que hace es poner en valor e incentivar las inversiones en centrales flexibles y con bajos costes de inversión (p.ej. turbinas de gas). El coste de inversión de la central más cara del sistema se recupera o bien mediante el pago de un incentivo a la inversión igual a la anualidad de una central de punta (nivel que está muy por encima del que actualmente se paga en España), o bien permitiendo que el precio del mercado se incremente hasta el valor de la energía no suministrada (nivel que está muy por encima del tope de 180 €/MWh que actualmente se aplica en el OMIE).

Por lo tanto, en respuesta a la pregunta planteada, el aprovisionamiento de la PRE a plazo no tendría ningún impacto como herramienta de estabilización de la PRE y de mitigación de los desvíos, ya que la producción de la PRE será exactamente la misma, y los desvíos serán también exactamente los mismos.

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 esquema de FiT/FiP hace que los generadores renovables no tengan incentivos a participar en los mercados a plazo. Así, en el año 2020 prácticamente un 50% de la energía será generada por agentes que no tienen incentivos a vender contratos a plazo. En estas circunstancias, los comercializadores que deseen cubrirse en los mercados a plazo de los riesgos derivados de sus obligaciones de suministro deberán pagar en dichos mercados un precio mayor que el precio esperado en el mercado spot, de tal modo que el esquema de FiT/FiP incrementará el coste de suministro para los consumidores.

De nuevo, una solución a este problema es que los generadores renovables perciban el precio del mercado como la señal marginal para la toma de sus decisiones de producción, por ejemplo estableciendo que las primas se paguen solamente durante un número limitado de horas, inferior al número de horas que los generadores anticipen funcionar, y que el nivel de la prima no dependa del precio horario del mercado (aunque puede depender del precio en un mercado a plazo).

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?

El actual diseño del mercado diario permite a los generadores reflejar sus restricciones técnicas (rampas, mínimos técnicos, arranques, etc.). En general, dichas restricciones existen todo el día, y no solamente determinados periodos de horas. Por ello, no se gana nada limitando la aplicación de las condiciones complejas solamente en determinados momentos. De hecho, limitar la aplicación a determinadas horas implica que el algoritmo de casación podría no considerar esas restricciones en determinados momentos, cuando en realidad dichas restricciones siguen existiendo. No obstante y en la medida en que surjan restricciones que únicamente afecten a un número reducido de horas, se podría añadir una mayor flexibilidad en la forma en la cual los generadores “expresan” las restricciones que afectan a sus centrales (e.d. la forma en que presentan sus ofertas).

El documento de consulta no realiza una propuesta concreta de reforma. La única reforma que se nos ocurre en este sentido se refiere a la posibilidad de que un generador pueda tener que arrancar varias veces en un mismo día. Con las actuales reglas del mercado, el término fijo de la condición de ingresos mínimos solamente aplicaría una única vez. Por ello, quizás sería deseable aplicar el pago en concepto de término fijo tantas veces como arrancara la central. Por otra parte, entendemos que este problema no surge de forma habitual, por lo que no se trata de una reforma acuciante.

Un problema que quizás debería analizarse surge del hecho que actualmente los generadores deben anticipar el precio del mercado y si resultaría preferible parar y arrancar en las horas con precio por debajo de su coste variable de funcionamiento, o mantenerse funcionando a mínimo técnico. Que una opción o la otra resulte preferible (más eficiente) depende del nivel del precio del mercado en esas horas y del número de horas:

§ Si el generador anticipa que el precio del mercado será muy bajo o que durará “muchas” horas, el funcionamiento eficiente consiste en parar cuando los precios caigan por debajo del coste variable del generador y volver a arrancar cuando el precio vuelva a situarse por

encima de dicho coste variable. En ese caso, el generador presentaría una oferta compleja que reflejara sus costes de arranque y funcionamiento, y ofertaría cada tramo de su potencia, incluido su mínimo técnico, a su coste variable.

- § Si el generador anticipa que el precio del mercado no será muy bajo o que no durará “muchas” horas, el funcionamiento eficiente consiste en mantenerse en funcionamiento a mínimo técnico, para así evitar incurrir en los costes de parada y arranque. En ese caso, el generador presentaría una oferta compleja que reflejara sus costes de arranque y funcionamiento, pero ofertaría su mínimo técnico a un precio igual a cero y el resto de su potencia a su coste variable.

Por lo tanto, la forma de ofertar para asegurar el funcionamiento eficiente depende de las previsiones que realice el generador. Las equivocaciones no implican que el generador incurrirá en pérdidas, sino simplemente que el coste de funcionamiento será mayor, y que también será mayor el precio del mercado. Por ello, podría resultar deseable introducir una modificación en el algoritmo de casación de forma que fuera éste el que escoja entre uno u otro régimen de funcionamiento con criterios de mínimo coste, y que no se dependiera de las previsiones que pudiera llevar a cabo el generador.

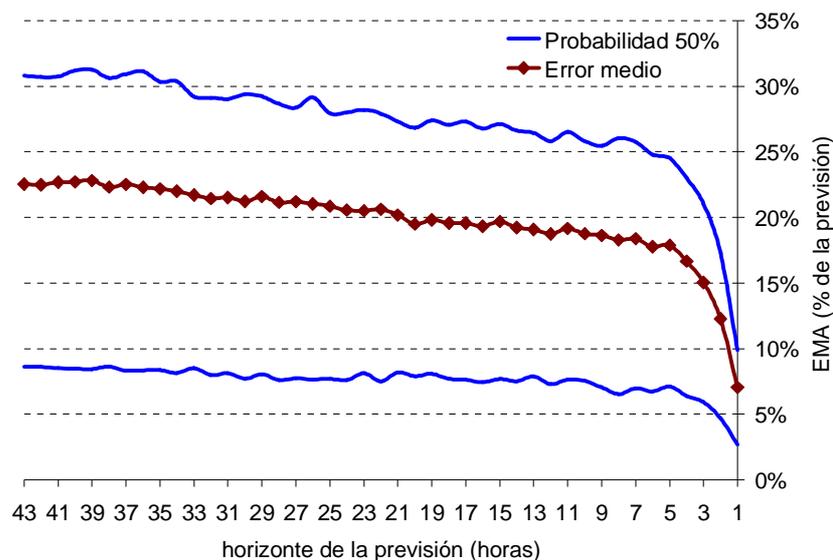
El documento de consulta incluye en este apartado una reflexión sobre el hecho que *“las actuales reglas del mercado de contado contemplan límites de precio (inferior y superior), que mitigan la señal económica de escasez o de abundancia extrema”*. Ya hemos explicado en qué condiciones sería deseable permitir precios negativos. Con respecto al límite superior, sería deseable incrementarlo de forma significativa, aunque sea de forma progresiva, para que eventualmente refleje el valor de la energía en condiciones de escasez (valor de la energía no suministrada), para que los generadores y consumidores tomen decisiones eficientes, sin perjuicio de que se mantenga el actual incentivo a la inversión o incluso se refuerce para reflejar la anualidad de una central de punta.

Por otra parte, el análisis o determinación de las modificaciones en el diseño del mercado diario debe realizarse teniendo presente el objetivo de integrar los mercados de energía europeos. Existen diferencias sustanciales en dichos diseños que van más allá de las reglas concretas de casación de las ofertas (mercados mayoristas no obligatorios, predominancia de las transacciones bilaterales, etc.), y deberá valorarse el impacto que la adopción de dichos diseños tendría sobre los planes de integración del mercado eléctrico español con el resto de mercados eléctricos europeos.

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 crecimiento en la PRE incrementa la probabilidad y tamaño de los desvíos. Por otra parte, sería un error concluir que se incrementa la necesidad de realizar ajustes en el mercado intradiario. El motivo es simplemente que las previsiones de producción eólica (la principal fuente de variabilidad) no mejoran apreciablemente entre el horizonte “h-24 horas” y “h-5 horas”. Los errores de las previsiones mejoran solamente a partir del horizonte “h-5 horas”.

A modo de ejemplo, el gráfico siguiente muestra como disminuye el error medio absoluto de previsión conforme se acerca la hora objetivo (las 8pm en este ejemplo). Como se observa, no solamente apenas disminuye el error medio absoluto con el horizonte de la previsión hasta la hora h-5, sino que tampoco disminuye el tamaño de los intervalos de confianza asociados a estos errores (a modo de ejemplo se muestra el intervalo de 50% de confianza, el cual muestra el intervalo en el cual se encontrará el error medio absoluto con una probabilidad del 50%).



Por lo tanto, al no disponer de previsiones significativamente mejores, los agentes no tienen motivo para participar en los mercados intradiarios para ajustar sus programas. Por ello, un mero desdoblamiento del número de sesiones no favorecerá un mejor funcionamiento del mercado

Para favorecer un mejor funcionamiento del mercado, y que el programa final que resulta de estos mercados se ajuste lo mejor posible al despacho, de modo que se minimicen los desvíos de programación, y con ello la necesidad de contratar potencia de reserva (minimizando así sus costes), sería necesario acercar lo máximo posible el tiempo entre el último mercado y el despacho (el “gate closure”). Por ejemplo, la primera sesión del mercado intradiario se cierra a las 17:45, y cubre el periodo de las 20:00 a las 24:00. Esto implica que los agentes deben presentar sus ofertas entre 2,5 horas y 6,5 horas antes del despacho. Un simple desdoblamiento de las sesiones del mercado permitiría reducir el intervalo a 2,5 y 4,5 horas, pero en ese horizonte el error de previsión de la producción renovable sigue siendo significativo.

Por ello, sería preferible intentar reducir el tiempo que se reserva para la casación y el análisis de restricciones. Además de mejoras en los procedimientos que permitieran reducir el tiempo necesario (de modo a acercar la celebración de las sesiones al despacho) cabría considerar la posibilidad de permitir que los agentes negociaran bilateralmente cambios en sus programas de forma continua y los notificaran directamente al operador del sistema, de modo a evitar el retraso que supone la casación del mercado. De este modo, suponiendo que los periodos de programación siguen siendo de 1 hora y que los agentes pueden comunicar cambios en sus programas hasta 0,5 horas antes del comienzo de dicha hora, los generadores renovables podrían efectuar cambios en sus programas entre 0,5 horas y 1,5 horas antes del despacho, donde el error de previsión se reduce de forma importante, y sin necesidad de desdoblamiento de los mercados intradiarios.

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)?

El documento de consulta plantea que:

“Presentar una oferta al mercado conlleva asumir con antelación compromisos de producción en plazos precisos; defraudarlos es objeto de penalizaciones severas. Esta exigencia es inalcanzable de forma individual para instalaciones de PRE de carácter ‘no gestionable’ y pequeño tamaño, por lo que se impone alguna forma de agregación que minimice los desvíos respecto al programa.

Surge así la figura del ‘agregador’ o representante, como interlocutor entre un colectivo de instalaciones y los operadores del mercado y del sistema y, en su caso, otros organismos. Esto permite establecer cauces de comunicación profesionalizados y mejorar la eficiencia global del sistema, si bien exige introducir un nuevo agente cuyas tareas y relaciones contractuales deben ser definidas.”

Esta afirmación se basa en la hipótesis de partida de que hay “penalizaciones por desvíos” que son “severas”. Sin embargo, los desvíos no deben “penalizarse” sino que simplemente se les debe imputar los costes que ocasionen, o incluso pagarles si sus desvíos van en el sentido opuesto al desvío del sistema en agregado. Si en lugar de penalizar lo que se hace es imputar costes, el coste por desvíos al que se enfrenta un generador individual de pequeño tamaño no es proporcionalmente mayor que el coste al cual se enfrenta un generador de la misma tecnología de gran tamaño. Cabe resaltar que esto implica que un generador que produce más o menos en respuesta a instrucciones del operador del sistema no debe cobrar más que un generador que se desvía de su programa de forma involuntaria, ya que ambos contribuyen por igual a resolver el desvío agregado del sistema.

Por ejemplo, considérese el ejemplo siguiente, en el que:

- § el generador A se desvía 10 MW a la baja (e.d. produce menos de lo previsto),
- § el generador B se desvía 3 MW al alza (e.d. produce más de lo previsto), y
- § el generador C incrementa su producción en 7 MW en respuesta a instrucciones del OS, con un coste de 40 €/MWh.

Si el generador A paga un precio de 40 €/MWh por su desvío, deberá realizar un pago de 400 € y si el generador B cobra el mismo precio por MWh, ingresará 120 €. En ese caso, si estos generadores son liquidados de forma agregada, el operador del sistema verá que en conjunto se habrán desviado a la baja en 7 MW y les aplicará un cargo de 280 € (= 7 MW × 40 €/MWh), que los generadores podrán desglosar en un pago de 400 € del generador A y un cobro de 120 € para el generador B. Es decir, la agregación de producciones no afecta a los pagos o cobros de los generadores.

Supongamos ahora que las reglas del mercado establecen que los desvíos tienen una penalización de 10 €/MWh. En este caso, el generador A pagará un precio de 50 €/MWh por su desvío,

pagando 500 € y si el generador B cobrará 30 MWh, ingresará 90 € de modo que entre los dos pagarán 450 €. Sin embargo, si estos generadores son liquidados de forma agregada, el operador del sistema verá que en conjunto se habrán desviado a la baja en 7 MW y les aplicará un cargo de solamente 350 € (= 7 MW × 50 €/MWh). Es decir, la agregación de producciones permite a los generadores reducir las penalizaciones que pagan por sus desvíos.

Puede parecer necesario aplicar una penalización por desvíos, para así “desincentivar” los desvíos. Sin embargo, ello conlleva diversos problemas.

- § Se induce a los generadores a agregarse para así reducir las penalizaciones que pagan. Sin embargo, resulta evidente que el mero hecho de agregar a los generadores no reduce el desvío neto al cual debe hacer frente el operador del sistema. El único efecto que se consigue es que los generadores tienen incentivos a agregarse a efectos de las liquidaciones, en perjuicio de los agentes de menor tamaño.
- § Se induce a los generadores a reducir sus desvíos, aunque sea de forma ineficiente. Por ejemplo, los generadores intermitentes podrían llegar a tener incentivos a instalar baterías de gran tamaño para reducir sus desvíos, a pesar de que resultaría menos costoso resolver los desvíos de forma centralizada. De hecho, la mitad de las veces los generadores se habrían desviado a favor del sistema pero habrían utilizado sus baterías para no desviarse, incrementando así el tamaño del desvío al cual debe enfrentarse el operador del sistema.

De hecho, si al sistema le cuesta X €/MWh resolver un desvío, no tiene sentido cobrar un precio mayor que dicho coste a los generadores que se hayan desviado en contra del sistema. Puede existir un cierto “miedo” a que si no se penalizan los desvíos los generadores ya no tengan incentivos a presentar ofertas en el mercado diario en las cuales reflejen su mejor previsión de su producción. Sin embargo, si por ejemplo los generadores tendieran a subestimar su producción, en tiempo real tenderían a producir de más, pero el exceso de producción deprimiría el precio de los desvíos, y viceversa. Por ello, el hecho de no penalizar los desvíos no implica que los agentes dejarían de tener incentivos a presentar ofertas en el mercado diario en las cuales reflejen su mejor previsión de su producción.

Por lo tanto, debe abandonarse la idea de que los desvíos deben “penalizarse”, y adoptar como principio para la fijación de los precios de los desvíos el reflejar única y exclusivamente los costes que realmente causen los desvíos, recompensando a aquellos generadores que se desvíen a favor del sistema aunque no lo hayan hecho siguiendo instrucciones del operador del sistema. La energía debe retribuirse por su valor para el sistema y no por juicios de valor relativos a si los generadores merecen o no dicha retribución, ya que otro modo se induce a los generadores a intentar evitar desvíos, aunque sea incurriendo en costes o comportamientos ineficientes (tales como la instalación de baterías o la no producción incluso cuando hay más viento que el previsto y el coste de generación es cero, para evitar ser penalizado).

Por otra parte, como ya se ha señalado, en la medida que se imputen nuevos costes o se incremente el monto de los costes que se imputan a los generadores de Régimen Especial, dichos costes (el valor esperado de dichos costes) deberán considerarse a la hora de fijar su retribución (tanto de los nuevos como de los ya existentes) para evitar crear riesgo regulatorio, desincentivar la inversión y obstaculizar el cumplimiento de los objetivos de renovables.

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

En primer lugar, cabe señalar que la representación de último recurso solamente tiene sentido para los generadores si los desvíos son penalizados. La representación de último recurso permite asegurar que los pequeños generadores renovables no están penalizados relativamente a los grandes generadores. Sin embargo, cabe preguntarse por la lógica de un sistema de penalizaciones que permite que un generador pague menos por sus desvíos si los agrega con otros generadores, ya que el hecho de agregar en un mismo representante diversas producciones y desvíos no cambia en nada el desvío neto que tiene que gestionar el operador del sistema o el coste de gestionar dicho desvío.

Si los precios de los desvíos no tienen naturaleza de “penalización” sino que simplemente reflejan los costes que ocasionan dichos desvíos, como debería ser el caso, la agregación de la PRE no ofrece ninguna ventaja, y la representación de último recurso pasa a ser una restricción innecesaria.

Dicho esto, en la medida que los desvíos se penalicen, la agregación de generadores permite netear desvíos en un sentido y otro, de tal modo que el coste de los desvíos se aproxima a los que se aplicarían si no se penalizaran los desvíos y se valorase por igual el desvío en un sentido y otro (aunque en un caso implicaría una obligación a pagar y en otro un derecho de cobro), tal como se plantea en la respuesta a la pregunta anterior. Por lo tanto, la agregación puede servir para compensar un mal diseño de la regulación, y en tal sentido sería deseable permitirla.

La agregación puede también permitir a los pequeños generadores “subcontratar” determinadas actividades, disminuyendo así sus costes de administración, por lo que en cualquier caso debería permitirse.

Una cuestión distinta es si debería existir un representante “de último recurso”. La necesidad de regular esta actividad provendría de la percepción de que no habrá agentes interesados en ofrecer dichos servicios de representación. Sin embargo, cualquiera de los agentes del mercado puede ofrecer esos servicios y no existen barreras a la entrada en esta actividad, por lo que no es previsible que haya problemas de abuso de poder de mercado en la actividad de “representación de generadores de PRE”. En este sentido, regular la actividad designando uno o varios “representadores de último recurso” implica regular los precios que cobrarían por dicho servicio. Y si el regulador fija un precio ajustado a los costes entonces se desincentiva la entrada de agentes adicionales para dicho servicio, de tal manera que se obstaculiza el desarrollo de la competencia en este servicio (tal como ha ocurrido con las tarifas de último recurso en el mercado minorista, que han obstaculizado el desarrollo de la competencia en dicho mercado).

Por lo tanto, debe permitirse que los generadores puedan ser representados por terceros agentes, pero no debe establecerse la figura (inevitablemente regulada) de “representador de último recurso”.

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

Como ya se ha explicado, la consolidación de desvíos no tendría ningún impacto si el precio de los desvíos reflejara el coste que dichos desvíos suponen. La única pregunta relevante sería “¿en qué ámbito geográfico existe un mismo precio para los desvíos?”. Dentro de esa zona se debería permitir compensar desvíos al alza y a la baja, ya que se cancelarían mutuamente.

Dicho esto, si los desvíos siguen siendo penalizados, debería permitirse que las zonas de compensación fueran lo más amplias posibles, ya que de ese modo el coste efectivo de los desvíos se aproximaría lo máximo posible al coste que se les imputaría si no hubiera penalizaciones.

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

Los desvíos se deben calcular con respecto al programa final. Los agentes que compran o venden energía en los mercados intradiarios para evitar desvíos en tiempo real ya pagan o reciben el precio correcto por esa modificación del programa, ya que eso es lo que reflejan los precios de los mercados intradiarios.

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?

La respuesta a la pregunta sobre cuando los valores de capacidad publicados debieran adquirir carácter firme o vinculante depende del uso que se da a dichos valores. Por ejemplo, si, como ocurre en la actualidad, los contratos de cobertura de interconexión son financieros, los valores de capacidad publicados son irrelevantes a efectos de la cobertura de riesgos. Si, por el contrario, los valores de capacidad pudieran influir en el funcionamiento del mercado o el despacho, sería deseable que los valores pudieran reflejar en todo momento la capacidad real disponible.

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

Efectivamente, la descripción que contiene el documento de consulta sugiere que los operadores de sistema podrían estar “empujando a la interconexión” restricciones eminentemente internas.

Asimismo, como señala la nota a pie de página asociada a esta pregunta en el documento de consulta, la Comisión Europea ya consideró una situación similar en Suecia, al amparo del artículo 82 del tratado de la Unión Europea. Al igual que ocurrió en ese caso, si los operadores del sistema siguen restringiendo la capacidad de interconexión para gestionar sus restricciones internas, es probable que la Comisión Europea también lo considere como una distorsión de la competencia.

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 objetivo primordial en el diseño de los mercados eléctricos y la determinación de los precios no debe ser alcanzar un “precio justo” (tal como lo expresa la pregunta) sino la eficiencia en el despacho, la inversión, y el consumo. De este modo se minimiza el coste de suministro, de forma coherente con la maximización del bienestar social. Entendemos, por ello, que la referencia al “precio justo” debe entender como “precio eficiente”.

Para que la solución del mercado sea eficiente, es preciso que el precio refleje el coste marginal de dar el servicio.

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?

La rapidez en la adopción de los mecanismos propuestos depende de los problemas que se hayan identificado y del consenso que exista entre los agentes.

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?

La armonización de los criterios no es una prioridad. Además, modificar los criterios para armonizarlos dentro del ámbito MIBEL puede obligar a generadores renovables de uno u otro país a incurrir en costes para adaptar sus instalaciones, y si la normativa comunitaria acaba siendo distinta las inversiones realizadas habrán sido un despilfarro de recursos, e incrementado innecesariamente los costes de los generadores renovables.

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?

Los criterios más útiles dependen de las circunstancias de cada sistema, y no disponemos de información suficiente sobre la operación de los sistemas español y portugués para responder a la pregunta.

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?

Entendemos que el concepto de “exceso de producción” ya tiene en cuenta la necesidad de mantener centrales gestionables programadas a mínimo técnico por motivos de seguridad de suministro.

Si la interconexión no está congestionada y existe un exceso de producción renovable en ambos sistemas es necesario que los operadores del sistema coordinen cuanta producción renovable interrumpir en cada sistema.

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?

Como ya se ha señalado en la respuesta a otras preguntas, los problemas asociados con la producción de electricidad sobre la base de fuentes de energía renovable (PRE) provienen del hecho que los generadores renovables no perciben el precio del mercado como la señal marginal para la toma de sus decisiones de producción (es decir, su ingreso marginal no es igual al precio del mercado).

La solución sería que las primas se pagaran solamente durante un número limitado de horas, inferior al número de horas que los generadores anticipen funcionar en el mercado, y que el nivel de la prima no dependa del precio horario del mercado (puede, no obstante, depender del precio en un mercado a plazo). De este modo los generadores renovables reaccionarán a las señales de precio del mercado, y presentarán ofertas de reducción de su producción (e.d. ofertas de compra) si el precio del mercado cae por debajo de sus costes variables. Así, no es necesaria ninguna otra medida regulatoria distinta de las aplicables a los generadores del Régimen Ordinario.

Esto no implica, evidentemente, que no deberían permitirse los sistemas FiT, sino solamente los FiP. No es necesario que el nivel de la prima o la retribución total sea la misma en el polo español y en el portugués, ni es necesario que el número de horas con derecho a la percepción de la prima sea el mismo, siempre que dicho nivel sea inferior al número de horas más bajo que pudiera esperar funcionar un generador renovable ubicado en el sistema de modo que el ingreso incremental que perciba por funcionar una hora más o menos sea única y exclusivamente el precio del mercado.

Asimismo, para evitar distorsionar el funcionamiento del mercado, los generadores renovables deben pagar el coste de los desvíos en los cuales incurran, al igual que en el caso de cualquier otro generador.

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 armonización de los modelos retributivos podría ser interesante en la medida que se simplifica la tramitación y administración de estas instalaciones. Sin embargo, el tipo de regulación puede depender de los objetivos y la situación de cada país, de tal modo que

armonizar los modelos retributivos podría reducir los “grados de libertad” de las autoridades a la hora de diseñar el esquema adecuado a cada circunstancia.

Por otra parte, no solamente no es necesario armonizar los niveles retributivos de las distintas tecnologías en ambos países, sino que dicha armonización puede ser contraproducente, ya que entonces no se podría asegurar el cumplimiento de los compromisos internacionales adquiridos por cada país.

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?

Sería deseable que se acometieran las reformas señaladas en la respuesta anterior cuanto antes. Aunque a corto plazo las situaciones de exceso de producción renovable tenderán a ser razonablemente escasas, existen dos motivos para acometer las reformas sin dilación.

El primer motivo es que cuanto antes se realicen las reformas, menos generadores habrá con derecho a mantenerse en sistemas de FiT y FiP como los actualmente existentes, que distorsionan el funcionamiento del mercado spot (porque no limitan las horas con derecho a la prima y la prima es inversamente variable con el precio del mercado). Si se espera a que los problemas en el mercado sean recurrentes, el volumen de generadores renovables afectados será mayor, creando una mayor percepción de riesgo regulatorio.

El segundo motivo es que los generadores que están cubiertos por los actuales sistemas de FiT y FiP no tienen incentivos a celebrar contratos a plazo. Esto tiende a crear un déficit estructural en la oferta de contratos a plazo que impide el correcto desarrollo de la competencia en el mercado minorista. En España y Portugal este problema se ha intentado mitigar asignando la energía de algunos de estos generadores (a tarifa) a los CUR. Sin embargo, tal solución es imperfecta y transitoria. Mientras los generadores del Régimen Especial no estén expuestos al precio del mercado horario como señal marginal, el precio del mercado a plazo tenderá a situarse sistemáticamente por encima del precio del mercado spot, en perjuicio de los consumidores finales.

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

Tal como se describe en el documento de consulta, la solución adoptada en Portugal en cuanto a la conexión a la red resulta mucho más restrictiva para el desarrollo de la generación renovable. Mientras que en España solamente se restringe la PRE cuando hay saturación en la red, en Portugal se impide que se conecten generadores renovables si existe el riesgo de saturación, lo cual es una condición mucho más restrictiva porque si no se permite ni siquiera su conexión, no habrá aportación de generadores renovables incluso cuando no hubiera habido saturación en las redes.

En cuanto a qué enfoque resulta preferible en relación con la precedencia temporal de distintas instalaciones de PRE entre sí, como ya se ha señalado lo que se debe hacer es establecer un

marco retributivo que exponga a los generadores renovables al precio del mercado. De este modo será los propios generadores quienes determinen cuando detener su producción, lo cual ocurrirá cuando el precio de la energía sea menor que su coste variable. De este modo, resulta innecesario definir normas regulatorias que arbitrariamente determinen qué generador debe detener su producción y cual puede seguir funcionando. De otro modo, el regulador podrá tener la tentación de detener primero a las centrales que reciban mayores primas o tarifas, para mitigar su impacto sobre los consumidores, aun cuando sus costes variables de funcionamiento reales sean menores.

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

Si se establece que las primas se pagaran solamente durante un número limitado de horas, y que el nivel de la prima no dependa del precio horario del mercado, la pregunta es irrelevante. Los generadores querrán funcionar cuando el precio del mercado sea superior a sus costes de funcionamiento, y preferirán no funcionar cuando el precio del mercado sea inferior a sus costes de funcionamiento. De este modo, no se plantea la necesidad de dar o no dar prioridad en el despacho.

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 pregunta no aclara si por “*integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado*” se refiere simplemente a la integración de los sistemas administrativos en sí o si, además, se plantea que dichas garantías y etiquetas no distingan si la energía ha sido producida en España o en Portugal. Sin embargo, el comentario de que “*toda la energía es casada en un único hub*” sugiere que la energía renovable tendrá el mismo etiquetado con independencia de su país de origen, y sin indicar el país de origen.

El consumidor que recibe esas garantías o ve esas etiquetas, considerará que la energía verde ha sido producida en “su entorno”, lo cual generalmente querrá decir “su país”. Aunque es cierto que algunos de los impactos medioambientales son globales, los consumidores probablemente preferirán apoyar el desarrollo de energías cercanas a él, motivo por el cual sería deseable que las garantías de origen o etiquetado identificaran el país de origen.