



Comisión

Nacional

de Energía

**CONSULTA PÚBLICA SOBRE LAS
EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA
Y SU IMPACTO SOBRE EL
DESARROLLO DE LA
CONTRATACIÓN A PLAZO Y LA
COMPETENCIA**

16 de julio de 2009

CONSULTA PÚBLICA SOBRE LAS EMISIONES PRIMARIAS DE ENERGÍA Y SU IMPACTO SOBRE EL DESARROLLO DE LA CONTRATACIÓN A PLAZO Y LA COMPETENCIA

MOTIVACIÓN Y CALENDARIO

Las emisiones primarias de energía (EPEs) fueron introducidas en el marco regulatorio vigente por la Disposición Adicional Decimosexta¹ de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico que establece:

“El Gobierno podrá establecer por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión. Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico. El Gobierno fijará reglamentariamente las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en esta emisión primaria de energía eléctrica, que deberá ser pública, transparente y no discriminatoria.”

El primer desarrollo reglamentario de las EPEs se realizó a través del Real Decreto 1634/2006 y la Resolución de 19 de abril de 2007 de la Secretaría General de Energía (SGE). Las EPEs se diseñaron como opciones de compra de energía hasta una potencia determinada, durante un periodo de entrega física prefijado (3 meses, 6 meses o 1 año), teniendo ENDESA e IBERDROLA, como operadores dominantes, la obligación, a partes iguales, de poner a disposición dicha potencia en el mercado. Por el lado de la demanda, se habilitaron a participar todos los agentes del mercado de producción que cumplieran con las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos, prohibiendo la

¹ La Disposición Adicional Decimosexta fue añadida a la Ley del Sector Eléctrico a través del artículo 20.9 de la Ley 36/2003, y fue modificada posteriormente por el artículo 21 del Real Decreto-Ley 5/2005, por el artículo 1.14 del Real Decreto-Ley 7/2006 y finalmente por la Ley 17/2007.

participación de los sujetos considerados operadores principales². Asimismo, el referido Real Decreto estableció que la adjudicación del producto se realizara, bajo la supervisión de la CNE, a través de una subasta de precio ascendente en múltiples rondas en la que el precio final obtenido es la prima de opción. En este contexto normativo se llevó a cabo un programa de 5 subastas que tuvieron lugar, según las reglas establecidas y sin incidencias, a intervalos de 3 meses en el periodo junio 2007 y junio 2008. En total, en las 5 subastas se adjudicaron 9.390 MWq³, de los cuales 8.424 MWq correspondieron al producto carga base y los restantes 966 MWq al producto carga punta. En lo que concierne al producto base, la mayor adjudicación se registró para el periodo de entrega anual (3.800 MWq), seguido por el semestral (2.396 MWq) y el trimestral (2.228 MWq). Para el producto punta también se registró una mayor adjudicación del producto con entrega anual (600 MWq), seguido por el semestral (204 MWq) y el trimestral (162 MWq). En todas las subastas el número de participantes y de adjudicatarios fue mayor en el caso del producto base.

Durante este periodo la CNE emitió informes de supervisión sobre el desarrollo de cada subasta y de propuestas de mejoras de su diseño, teniendo en cuenta el análisis de los representantes de la supervisión de la CNE, las opiniones de los organizadores de las subastas y de los agentes participantes. Asimismo, elaboró un informe de valoración preliminar del impacto de las subastas⁴, en que se proponía revisar el planteamiento de las emisiones primarias de energía en el sentido de reforzar su impacto pro-competitivo sobre los mercados eléctricos.

El segundo desarrollo reglamentario de las EPEs se realizó a través del Real Decreto 324/2008 y de la Resolución de 13 de mayo de 2008 de la SGE, que modificaron la regulación anterior y establecieron un nuevo programa de dos subastas adicionales (sexta y séptima). En este programa se conservaron las características básicas del programa

² Inicialmente estaba también prevista una restricción del 10% sobre la cantidad que podía pujar cada oferente, que fue posteriormente eliminada.

³ Según las reglas de la subasta los demandantes pujan de forma simultánea para cada producto (carga base o carga punta) en sus diferentes vencimientos (entre una ronda y otra se puede cambiar la distribución entre estos). A este fin la cantidad de referencia para las subastas es el concepto de potencia trimestral equivalente (MWq), definida como la suma de: cuatro veces la potencia demandada para el periodo de entrega de 1 año, dos veces la del semestre y una vez la del trimestre.

⁴ "Informe de valoración preliminar sobre las subastas de Emisiones Primarias de Energía y CESUR", aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de enero de 2008.

anterior, aún cuando con algunos cambios dirigidos a reforzar la finalidad de fomentar la competencia⁵.

Los principales cambios introducidos en el segundo programa de EPE fueron:

- el aumento de la potencia a subastar, que asciende a 2.230 MW semestrales equivalentes, suponiendo un incremento del 100,5% sobre la potencia subastada en la quinta EPE;
- la liquidación financiera del producto, en lugar de la entrega física;
- la ampliación del alcance del programa a cualquier sujeto jurídico con la excepción de los operadores dominantes;
- la eliminación del producto trimestral y la menor frecuencia de celebración de las subastas, de trimestral a semestral;
- el cambio en la definición del producto punta, que abarca las horas comprendidas entre las 8.00 y las 20.00 horas todos los días (mientras en las cinco subastas anteriores eran las horas comprendidas entre las 8.00 y las 24:00), excepto sábados, domingos y festivos nacionales;
- el incremento del nominal del contrato de 2 a 10 MW; y
- el nombramiento de la entidad gestora de la subasta por la CNE (en las anteriores subastas esta era nombrada por la SGE a propuesta de los vendedores).

El 23 de septiembre de 2008 se celebró la sexta subasta, en la que se ofrecieron 2.230 MWs⁶ (equivalentes a 4.460 MWq), divididos en 1700 MWs de carga base y 530 MWs de carga punta. La casi totalidad del producto base fue adjudicada (1.660 MWs, con respecto a los 1700 MWs ofrecidos), correspondiendo sobre todo al periodo de entrega anual (1.160 MWs), mientras sólo el 47% del producto punta fue adjudicado, también en gran mayoría con entrega anual (220 MWs). Por otra parte, en la séptima subasta, celebrada

⁵ En el preámbulo del Real Decreto 324/2008 aparece la siguiente motivación: *“El fomento de la contratación a plazo en el mercado eléctrico pretende evitar que las compañías eléctricas obligadas a las emisiones primarias acaparen la mayor parte de la energía negociada en el mercado spot. Por medio de las emisiones primarias de energía, como medida de fomento de la contratación a plazo, lo que se persigue en último término es reducir el poder de mercado de los operadores como condición necesaria para una competencia efectiva. Por lo tanto, el fomento de la contratación a plazo es el instrumento por medio del cual se logra la finalidad esencial de las emisiones primarias de energía. Esta finalidad aparece más clara en las modificaciones ulteriores de la norma”.*

⁶ Debido a que en la sexta y séptima subasta se prevén tan solo periodos de entrega semestral y anual, se emplea el concepto de potencia semestral equivalente (MWs), definida como dos veces la potencia subastada en el año, más una vez la del semestre.

el 24 de marzo de 2009, se ofertaron las mismas cantidades de producto base y punta y se adjudicó sólo el 45% del producto base y la casi totalidad del producto punta (500 MWs frente a los 530 MWs ofrecidos). En ambas subastas se alcanzaron niveles de participación similares a los alcanzados en las primeras cinco subastas: participaron 22 compañías y 12 de ellas fueron declaradas adjudicatarias de productos EPEs.

Teniendo en cuenta la finalización del segundo programa de EPEs⁷, establecido por el Real Decreto 324/2008, se considera necesario realizar una valoración de las subastas acaecidas hasta la fecha frente al cumplimiento de los objetivos de fomento de la contratación a plazo y de la promoción de la competencia. A este respecto, cabe mencionar que la Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007 establece en su punto 2 que *“A partir del 1 de enero de 2008 la Comisión Nacional de Energía en base a los resultados de anteriores subastas virtuales de energía eléctrica y con el fin de mitigar el poder de mercado estructural, podrá proponer, en su caso, nuevas subastas virtuales de energía”.*

En este contexto, el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión del 16 de julio de 2009, ha decidido abrir un proceso de consulta pública, orientado a recabar las opiniones de todos los sujetos interesados sobre el impacto de los programas realizados de emisiones primarias de energía con respecto a los objetivos de fomento de la contratación a plazo y de la competencia, así como cualquier sugerencia sobre el diseño, en su caso, de nuevas subastas de EPEs. Esta consulta se diferencia de los cuestionarios enviados por los organizadores de las subastas a los vendedores y a los participantes después de la realización de cada subasta, puesto que aquellos iban esencialmente dirigidos a identificar posibles mejoras para potenciar la competitividad del mecanismo de subasta, no tanto su impacto sobre la competencia en los mercados.

La consulta, que se presenta a continuación, se estructura en tres partes. En cada una de ella se presentan unos bloques de preguntas precedidas por una introducción teórica y/o una descripción del contexto en el cual se encuadran dichas preguntas. En la primera parte se persigue obtener una valoración general del impacto de las subastas EPEs

⁷ El último periodo de entrega de los productos adjudicados en la última subasta EPE es el semestre octubre 2009-marzo 2010.

realizadas hasta la fecha. En la segunda se pretende una valoración más específica sobre las principales características de diseño (duración, volumen subastado, tipo de producto, participantes, etc.). Finalmente, en la tercera se requiere la opinión de los agentes sobre la conveniencia de realizar nuevas subastas EPEs en el futuro, y, en su caso, sobre su diseño.

Además de las respuestas a las cuestiones concretas planteadas, se valorará igualmente la aportación de comentarios adicionales sobre aspectos que no hayan sido específicamente señalados en el documento, así como referencias a estudios o experiencias de otros países, resaltando en todo caso los elementos de diferencia respecto al caso español.

Las respuestas al cuestionario deberán enviarse antes del 30 de septiembre de 2009 a la dirección de correo electrónico ValoraciónEPEs@cne.es. Los resultados agregados de la consulta y, en su caso, una propuesta concreta de nuevas EPEs por parte de la CNE, se publicarán en la página web de la CNE.

En principio, y salvo indicación contraria, la información enviada como respuesta a la consulta se considerará como no confidencial.

1 VALORACIÓN GENERAL DE LAS EPES REALIZADAS

Desde los comienzos de la liberalización del sector energético hasta la actualidad se ha realizado en Europa un número creciente de programas de cesiones de energía como medida para estimular el desarrollo de la competencia y/o para mitigar el ejercicio de poder de mercado creado por una concentración empresarial o por un abuso de posición dominante. La experiencia más antigua, los programas de cesión de gas, ha sido generalmente positiva: en muchos casos, incluyendo las experiencias pioneras de Inglaterra y España, estos programas han permitido el acceso al gas por nuevos competidores en mercados previamente dominados en exclusiva por los operadores incumbentes.

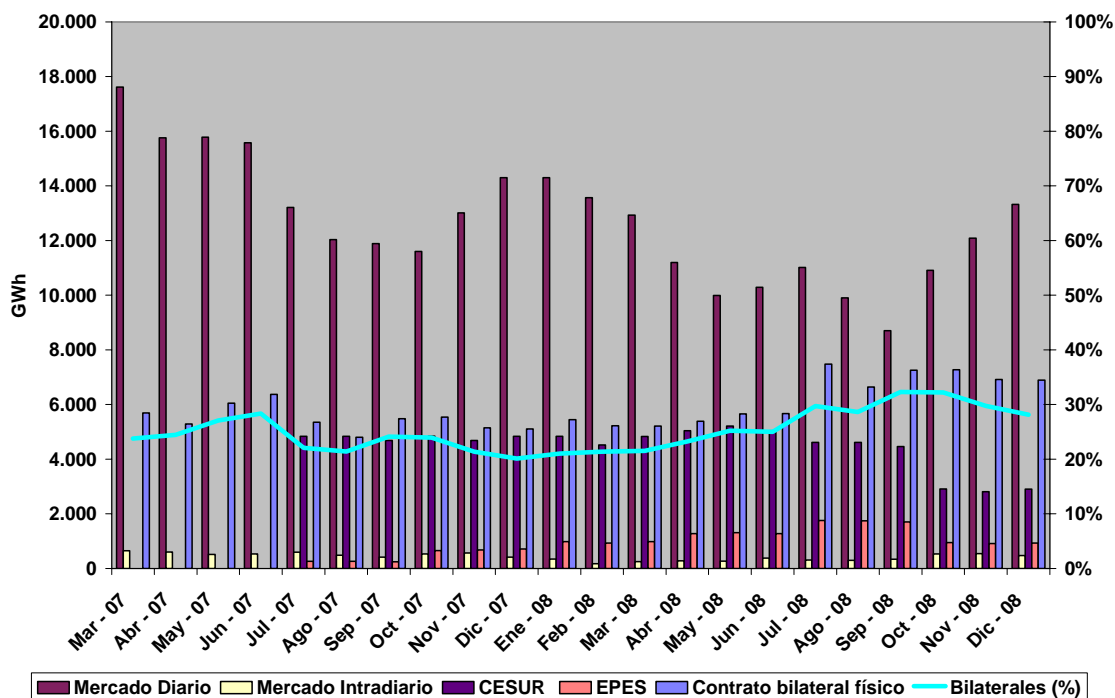
Por otra parte, las ventas virtuales de energía son medidas más recientes y cuyo impacto sobre la competencia constituye todavía objeto de estudio. Estos programas se han establecido en numerosos países europeos, entre los cuales se citan Francia, Bélgica, Dinamarca, Italia, Finlandia, Holanda, Irlanda, Alemania, Portugal y la República Checa, principalmente como consecuencia de condiciones impuestas por las autoridades de competencia en sustitución de remedios más radicales, tales como la desinversión de activos de generación⁸.

Mediante la cesión virtual de potencia eléctrica, realizada con las EPEs en España, se obligan a determinadas empresas, ENDESA e IBERDROLA, a ceder parte de su generación durante un periodo de entrega futuro pre-establecido. Por su parte, los adjudicatarios de las EPEs adquieren la opción de obtener de forma temporal determinada potencia, cuyo precio de ejercicio refleja el coste variable de la misma y la prima refleja el coste fijo, es decir el precio por acceder a la capacidad durante el periodo de entrega establecido. En este sentido, las EPEs se configuran como un mecanismo de contratación a plazo.

En los últimos años, coincidiendo con el desarrollo de las EPEs y de otras subastas (CESUR y OMIP), se ha observado un descenso de la energía contratada en el mercado *spot* y un aumento de la proporción de energía negociada en los mercados a plazo y mediante contratos bilaterales físicos. Como se puede apreciar en el gráfico siguiente, la energía vendida mediante EPEs representa un porcentaje del total que ha alcanzado su máximo, en torno al 8%, en agosto y septiembre de 2008.

⁸ Véase, por ejemplo, el caso analizado por la Comisión Europea COMP/M.1853 EDF/ENBW, en el cual uno de los principales remedios impuestos para aprobar la operación fue una subasta virtual de potencia.

Gráfico 1 Evolución de las ventas de energía por segmento de mercado (marzo 2007-diciembre 2008)



1. ¿Considera que las EPEs realizadas hasta la fecha han contribuido de forma significativa al desarrollo de los mercados a plazo? En particular, ¿cuál es su opinión sobre el impacto de las EPEs sobre los siguientes instrumentos de contratación a plazo: subastas CESUR, mercado de futuros de OMIP y mercado OTC de contratos bilaterales (físicos y financieros)? ¿Valora que las subastas previstas por el Real Decreto 324/2008 hayan tenido un impacto mayor o menor respecto de las cinco anteriores? En caso afirmativo, ¿por qué razones?

Bajo determinadas circunstancias, la contratación a plazo puede tener efectos pro-competitivos en el mercado eléctrico⁹. Esto sería así por varias razones, entre las que se

⁹ Véanse, por ejemplo, los siguientes artículos: Newbery, D. (1998): "Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market", *RAND Journal of Economics*, 29; Wolak F.A. (2000): "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behaviour in a Competitive Electricity Market", *International Economic Journal*, 14 (2); Allaz, B. y Vila J. (1993): "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency", *Journal of Economic Theory*, 53 (1) Febrero; Amaya, F., Vázquez, C. y García J. (2007): "¿Cambiará el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico tras la implantación del MIBEL?", en *Anales de mecánica y electricidad*, mayo-junio, páginas 44-50; Fabra, N. (2007): "El funcionamiento del mercado

señalan las siguientes: 1) se genera una mayor competencia debido a la propia estructura de los mercados a plazo (si se permiten arbitrajes entre compras spot y a plazo es previsible que la demanda tenga acceso a más alternativas de compra); 2) cuando los operadores del mercado de generación tienen parte de su capacidad comprometida en el mercado a plazo las estrategias de retirada de capacidad en el mercado *spot* son menos rentables; 3) la contratación a plazo genera un aumento de la elasticidad de la demanda, y por tanto debería ser posible una reducción del precio en el mercado spot; 4) la contratación a plazo proporciona a nuevos agentes o agentes pequeños un “acceso puente” a potencia eléctrica ya instalada, mientras desarrollan sus posiciones en generación y comercialización.

Sin embargo, algunos de estos efectos pro-competitivos podrían no realizarse en presencia de una relación dinámica entre la decisión de oferta en el mercado spot y el mecanismo de fijación del precio del contrato a plazo¹⁰. Si los contratos a plazo se adjudican mediante subastas repetidas con periodo de entrega relativamente corto (inferior a 1 año), frecuencia elevada (sin fecha final conocida del programa de subastas), y, además, existe un mercado spot suficientemente líquido, que sirve de referencia para la determinación de los precios en el mercado a plazo, los agentes con poder de mercado que tengan una parte de su generación contratada a plazo, tendrán en cuenta, en su decisión de oferta, no solo el impacto de la retirada de oferta sobre el precio de la generación que se vende en el mercado spot, sino el hecho de que este precio servirá de referencia para fijar el precio de sus contratos futuros. Asimismo, los efectos pro-competitivos en el mercado spot pueden verse disminuidos por la utilización de los contratos para arbitrajes entre diferentes productos a plazo y en presencia de otros incentivos para mantener elevados los precios de mercado, como, por ejemplo, la integración vertical de generación y comercialización en presencia de un mercado minorista poco competitivo.

eléctrico español bajo la Ley del Sector Eléctrico”, Capítulo 10 en “Energía: del Monopolio al Mercado”, editado por la CNE; Agosti, L., A..J. Padilla y A. Requejo (2007): “El “mercado” de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados”, en *Revista de Economía Industrial* nº 364.

¹⁰Liski M. y J.P.Montero (2006): “Forward Trading and Collusion in Oligopoly”, *Journal of Economic Theory* 131, demuestran que, en un contexto dinámico, la existencia de contratos a plazo puede contribuir a facilitar la colusión entre los agentes y por tanto a aumentar los precios de mercado. Ver también: Schultz C. (2005): “Virtual Capacity and Competition”, *Centre for Industrial Economics*, University of Copenhagen.

2. ¿Valora que las EPEs realizadas hasta la fecha han contribuido de forma significativa a fomentar la competencia en el mercado eléctrico? Si la respuesta es afirmativa, indique en qué segmento de este mercado (spot, a plazo, minorista) se habría producido el efecto pro-competitivo y si las razones del mismo se relacionan con las identificadas anteriormente o si son otras. Si la respuesta es negativa, explique igualmente sus motivos, indicando si corresponden a algunos de los identificados por el análisis teórico o si son otros. ¿En este contexto, valora que las subastas previstas por el Real Decreto 324/2008 hayan tenido un impacto mayor o menor respecto de las cinco anteriores? En caso afirmativo, por qué razones?

2 VALORACIÓN ESPECÍFICA DE LAS EPES REALIZADAS

La eficacia de las ventas virtuales de energía para mejorar la competencia en los mercados eléctricos reside fundamentalmente en sus características de diseño, y, en particular, en la duración, el perfil temporal, la cantidad subastada y la tipología de los participantes.¹¹

2.1 Duración

Las EPEs realizadas en España tienen una duración reducida en sus distintas dimensiones: cortos periodos de entrega (3 meses, 6 meses o 1 año), escasa antelación de la fecha de celebración de la subasta (una semana o 15 días como mucho), repetición frecuente de las mismas (3 meses en las primeras cinco EPEs y 6 meses en la sexta y séptima subasta).

Dadas estas características, es razonable esperar que los propietarios de los activos objeto de subasta tomen sus decisiones de oferta en el mercado spot teniendo en cuenta los beneficios que puedan obtener a través de la venta de energía en subastas futuras,

¹¹ Véase al respecto “Informe de valoración preliminar sobre las subastas de Emisiones Primarias de Energía y CESUR” aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión del 22 de enero de 2008.

que a su vez dependen de la relación existente entre los precios resultantes de estas subastas y los precios *spot* esperados. La duración del periodo de entrega afecta también a otro aspecto potencialmente pro-competitivo: la entrada de nuevos competidores y/o el refuerzo de las posiciones de los agentes de pequeño tamaño. Si las subastas tienen un vencimiento muy corto, inferior a 2-3 años, es improbable que puedan utilizarse como un “aprovisionamiento puente”, de carácter transitorio, para permitir que nuevos entrantes puedan establecerse de forma permanente, desarrollando sus propias centrales de producción y/o sus planes de comercialización de la energía a clientes finales. Por lo tanto, un vencimiento suficientemente largo de un producto que se adjudicara mediante una sola subasta, no repetida en el tiempo, y que tuviera lugar con cierta antelación respecto del comienzo del periodo de entrega podría tener, en principio, un mayor efecto pro-competitivo. La práctica observada en la mayor parte de los países europeos es la de ofrecer productos diferenciados que incluyen vencimientos superiores a los observados para las emisiones primarias actualmente en vigor en España (se observan en muchos casos vencimientos de 3, 6, 12, 24 y 36 meses).

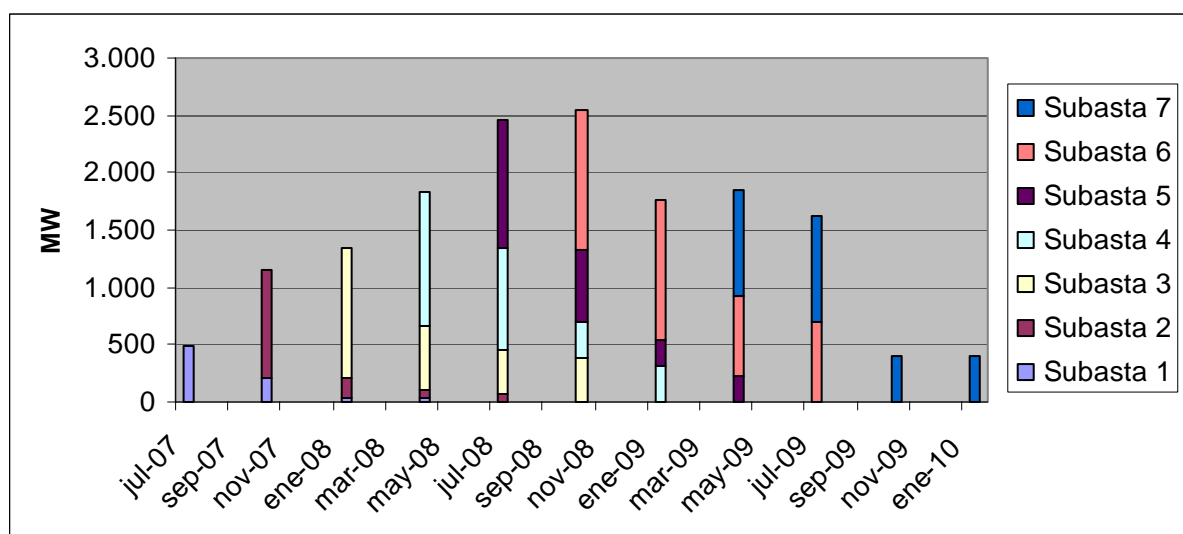
Por otra parte, debe tenerse en cuenta que la elección de unas EPEs con vencimiento más largo que el previsto en las subastas realizadas, con el objetivo de fomentar la competencia, podría no ser viable debido a una posible escasa aceptación en el mercado. Este problema surge en general cuando el producto de largo plazo implica, por su estructura y diseño, un aumento importante de la incertidumbre a la hora de estimar su precio. En efecto, se han observado casos en varios países de subastas virtuales fallidas en las cuales los productos ofertados tenían un vencimiento demasiado largo respecto de otros productos financieros existentes y no implicaban mecanismos para resolver dicha incertidumbre (por ejemplo, un precio de ejercicio indexado al precio de los combustibles empleados en la generación). En general, los participantes de las subastas EPEs realizadas hasta la fecha han indicado cierta preferencia para mantener la oferta de productos de corto plazo (3-6 meses), conjuntamente a la de productos de más largo plazo, de duración superior a 1 año. Asimismo, han manifestado interés por compatibilizar las entregas de las subastas EPEs con las de las subastas CESUR.

3. ¿Considera que los aspectos de duración (periodo de entrega, antelación de la subasta respecto del comienzo de la entrega y repetición de las subastas) de los productos subastados en las EPEs realizadas hasta la fecha son adecuados o que pueden haber perjudicado su potencial impacto pro-competitivo? ¿Valora como indispensable para la participación en la subasta la posibilidad, por parte de los compradores, de poder elegir el periodo de entrega?

2.2 Sujetos vendedores, cantidad de potencia objeto de la subasta y tipo de producto

Tanto en el primer programa de EPEs, como en el segundo, se ha establecido que los sujetos vendedores fueran, en partes iguales, IBERDROLA y ENDESA, en su condición de operadores dominantes en el sector eléctrico. La cantidad de potencia cedida a través de las diferentes subastas de EPEs realizadas hasta la fecha ha ido aumentando progresivamente del valor inicial de unos 430 MW en el tercer trimestre de 2007 hasta superar 2500 MW en el cuarto trimestre de 2008, como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 2 Potencia cedida en cada trimestre como resultado de las subastas EPEs realizadas en el periodo junio 2007 – marzo 2009



Fuente: Elaboración de la CNE sobre la base de los resultados de las subastas EPEs publicados por los gestores de dichas subastas.

En ninguna de las subastas realizadas se ha hecho pública la metodología de determinación de la cantidad objeto de las mismas, aún cuando la Resolución de 13 de mayo de 2008 de la SGE, en su preámbulo, hace referencia explícita a que las EPEs darían lugar *“a un incremento significativo de la competencia en el mercado eléctrico al reducirse el incentivo al ejercicio del poder pivotal de los operadores con mayor cuota de mercado”*. En general, sería oportuno que el tamaño y la naturaleza de las ventas virtuales de energía se establecieran en estrecha relación con los objetivos de fomento de la competencia que se pretenda conseguir.

Con el fin de mitigar el poder de mercado de los operadores dominantes, la cantidad a subastar y el tipo de producto (valle, base, punta) debería establecerse, en principio, en función de su capacidad de ejercer dicho poder, relacionada con su cuota de mercado, mix de generación, “pivotalidad”, etc y también atendiendo a los diferentes mecanismos de mercado en los que un agente puede ser “pivotal”, como por ejemplo en los servicios de ajuste del sistema.

Por otro lado, para atraer nuevos generadores/comercializadores y/o ayudar al crecimiento de los recién establecidos, el volumen a subastar debería ser suficiente para estimular la nueva entrada (es decir alcanzar un nivel mínimo eficiente) y el tipo de producto debería permitir una modulación y una anticipación suficiente para que los potenciales compradores desarrollen sus planes comerciales en el mercado minorista.

Cabe por otra parte señalar que la cantidad objeto de la subasta, conjuntamente con el precio y el tipo de producto ofertado, deberían establecerse también teniendo en cuenta su grado de aceptación en el mercado. Por ejemplo, aún cuando se puede argumentar que, en principio, existe un mayor potencial de ejercicio de poder de mercado en horas punta, en las subastas realizadas hasta el momento se ha observado, en general, un interés reducido del mercado para el producto punta, posiblemente debido a su diseño, al precio de salida y a la ausencia, durante el periodo de vigencia de los programas de EPEs, de una referencia de contrato a plazo negociado en los mercados OMIP y OTC con características comparables que pudiera servir de referencia para estimar su precio.

4. ¿Considera que las empresas con obligación de ceder capacidad y las cantidades subastadas hasta la fecha han sido elegidos de forma adecuada para conseguir un aumento de liquidez en los mercados a plazo y/o un impacto pro-competitivo en el mercado de generación, y/o un impulso a la nueva entrada de comercializadores de electricidad? Indique claramente sus razones.

2.3 Sujetos compradores

Un número elevado de participantes, independientemente de su tipología, fomenta de manera natural los objetivos de liquidez y la exigencia de asegurar la competitividad de la subasta¹². Sin embargo, desde la perspectiva del impacto de la subasta sobre la competencia en los mercados eléctricos, puede ser relevante que la energía subastada no se disperse excesivamente, de manera que sirva para apoyar el establecimiento de generadores y/o comercializadores activos que compitan en el mercado con los operadores establecidos, siempre sin crear nuevas posiciones de dominio.

Esta participación podría fomentarse en principio de dos maneras: (1) mediante la oferta de productos de largo plazo (entregas de 24 y 36 meses además de las habituales de 3, 6 y 12 meses), de tamaño suficientemente importante y con características de diseño adecuada, como por ejemplo la indexación del precio de ejercicio a un mix de costes de combustibles y al tipo de cambio, que puedan atraer participantes con vocación de entrada estable en el mercado, y/o (2) a través de la introducción de criterios de calificación más restrictivos para los participantes de la subasta, que requieran la presentación de planes de negocio de medio-largo plazo de construcción de centrales de

¹² En su texto original, la Disposición Adicional Decimosexta, añadida a la Ley del Sector Eléctrico por la Ley 36/2003, de 11 de noviembre, preveía una limitación del 10% a la cantidad que cada participante podía demandar, que fue sucesivamente eliminada, sin ser reemplazada por otro límite, en la versión actual de dicha Disposición, modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. A este respecto se destaca que, en otros países, como en Francia por ejemplo, es práctica habitual el establecimiento de una cuota límite, alrededor del 30-50%, como medida para asegurar la competitividad de la subasta. En todo caso, los informes de supervisión de las subastas que la CNE ha emitido hasta el momento no han revelado en ningún caso la existencia de problemas en la competitividad de la subasta (el propio diseño de la subasta incluye parámetros dirigidos a garantizar una presión competitiva suficiente).

generación y/o de suministro de electricidad a clientes finales (cabe observar que esta última opción podría ser difícil de implementar en el actual contexto de incertidumbre, generado por la crisis económica, sobre las posibilidades de crecimiento futuro de la demanda).

Se señala que hasta la fecha no se han previstos requisitos de pre-calificación específicamente orientados a impulsar la entrada de nuevas empresas que puedan competir de manera efectiva con los incumbentes. Al contrario, se ha extendido la posibilidad de participar a cualquier sujeto jurídico y se ha reforzado su naturaleza de instrumento de cobertura de riesgo, eliminado el requerimiento del anterior programa según el cual los participantes tenían que ser agentes del mercado eléctrico (esta eliminación ha sido consecuencia de la transformación del producto con liquidación mediante entrega física de las primeras cinco subastas en un producto con liquidación financiera que no requiere la realización de ofertas en el mercado *spot*).

5. ¿Cómo valora el hecho de que todos los sujetos que cumplan las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos por la normativa puedan participar como compradores en las subastas, con la excepción de los operadores dominantes? ¿Considera que esta posibilidad puede tener algún impacto negativo/positivo sobre la liquidez de los mercados a plazo y el fomento de la competencia en generación y comercialización?

3 PROPUESTA DE NUEVAS SUBASTAS EPES

Al finalizar el programa de EPEs del Real Decreto 324/2008 se plantea la cuestión de si este tipo de instrumento sigue siendo necesario para fomentar la competencia y/o el desarrollo de los mercados a plazo en el contexto actual de los mercados eléctricos y, en su caso, si debería modificarse su diseño respecto al actual.

En cuanto al mercado mayorista de electricidad, cabe observar que el estado de la competencia ha progresado en los últimos tres años: por una parte, el grado de concentración existente ha ido reduciéndose, debido en gran medida a la entrada de nuevos agentes, especialmente en la generación de Régimen Especial, y, por otra, ha disminuido la “pivotalidad” de los operadores establecidos, es decir el número de horas en los cuales su potencia es indispensable para abastecer la demanda. Asimismo, aunque se han observado numerosos casos de ofertas a precios elevados en el proceso de resolución de restricciones técnicas, en el mercado diario no se han registrado episodios de incrementos de precios hasta valores cercanos al coste marginal de las centrales de fuel o hasta el precio límite de 180 euros. Lo anterior no permite excluir que las empresas de mayor tamaño, y con un mix de generación más diversificado, sigan teniendo la capacidad de alterar los precios, aún sin necesidad de retirar potencia, mediante aumentos moderados de sus ofertas que explotan las diferencias de costes entre las distintas tecnologías que compiten en la fijación del precio de mercado (esencialmente gas, carbón e hidráulica)¹³.

Por otra parte, el avance de la competencia en el mercado minorista ha sido limitado hasta la fecha, debido en parte al problema del déficit tarifario. Sin embargo, una vez resuelto éste problema mediante el Real Decreto-ley 6/2009, eliminadas las tarifas de alta tensión a partir del 1 de julio de 2008 y fijada una tarifa de último recurso aditiva a partir del 1 de julio de 2009, cabe preguntarse en qué medida la competencia se está desarrollando de manera efectiva en un mercado minorista participado principalmente por incumbentes que integran verticalmente las actividades de generación y comercialización. Esta estructura de mercado podría obstaculizar la entrada de nuevos competidores, puesto que los agentes verticalmente integrados tienen ventajas potenciales importantes frente a los demás agentes, relacionadas con su acceso preferencial a determinadas fuentes de generación y con la cobertura de riesgo natural aportada por su cartera de

¹³ La imposibilidad de almacenar la electricidad, así como la oferta limitada de potencia en un momento dado y la diversidad en los costes de las distintas tecnologías pueden crear circunstancias en las que se ejerce poder de mercado sin necesidad de que ningún agente altere el orden de despacho económico de las centrales. En general, un generador *i* tiene la capacidad y el incentivo a realizar una oferta a precio superior a su coste variable siempre que exista un “salto” entre éste y el de la siguiente tecnología de generación más cara y la oferta remanente de la generación de menor coste es inferior a la demanda. En otras palabras, si una empresa es capaz de cubrir la demanda residual en una determinada hora con centrales de menor coste que las del resto de empresas, tendrá la capacidad de subir los precios por encima de su coste marginal hasta el coste de la siguiente tecnología más cara.

clientes. De hecho, la evidencia empírica de la que dispone esta Comisión para 2008 indica que los nuevos comercializadores se abastecen prácticamente en exclusiva a través del mercado diario y de los mercados a plazo (incluidas las subastas EPEs), siendo casi inexistente la contratación bilateral “voluntaria” con generadores pertenecientes a los grupos empresariales establecidos.

6. En su opinión, y teniendo en cuenta el contexto de los mercados mayorista y minorista en España, ¿Debería realizarse en el futuro un nuevo programa de EPEs obligatorias¹⁴? ¿Por qué razones? En caso de haber contestado afirmativamente, ¿qué sujetos considera deberían tener la obligación de ceder potencia en el mercado? ¿Cómo establecería las cantidades objeto de la subasta y el tipo de producto a subastar (base/punta, energía para servicios de ajuste, periodo de entrega, liquidación física vs financiera, posible indexación del precio de ejercicio)? ¿Qué sujetos deberían tener el derecho de participar como compradores en la subasta? Justifique adecuadamente sus respuestas.

7. En caso de haber contestado negativamente a la pregunta anterior sobre el mantenimiento de un programa de EPEs obligatorias, indique si consideraría útil, a efectos de los objetivos de competencia y fomento de los mercados a plazo, la introducción de EPEs de naturaleza voluntaria, que se desarrollarían en todo caso bajo la supervisión de la CNE. En su opinión, ¿qué sujetos podrían estar interesados en ofrecer dicho producto como vendedores?

¹⁴ Por “EPE obligatoria” se entiende una obligación legal, para determinadas empresas, de ceder al mercado una determinada cantidad de potencia durante un determinado periodo de tiempo, como previsto por los dos programas de EPEs que se han realizado en España hasta la fecha. Por “EPE voluntaria” se entiende la facultad de las empresas de realizar cesiones de potencia en el mercado, en un marco en el cual la regulación establece tan sólo determinados parámetros (por ejemplo el volumen mínimo a subastar, el periodo de entrega, etc.) y los resultados de las subastas son conocidos por el público en general.