



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 1/2007 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN
MINISTERIAL POR LA QUE SE
REGULAN LOS CONTRATOS
BILATERALES DE LOS
DISTRIBUIDORES Y LAS
RESOLUCIONES QUE LA
DESARROLLAN**

11 de enero de 2007



INFORME 1/2007 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE REGULAN LOS CONTRATOS BILATERALES DE LOS DISTRIBUIDORES Y LAS RESOLUCIONES QUE LA DESARROLLAN.

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, función segunda de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y con el artículo 5.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 11 de enero de 2007, ha acordado emitir el siguiente informe:

1 OBJETO

El objeto del presente documento es informar sobre la propuesta de "Orden por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las distribuidoras para el suministro a tarifa en territorio peninsular", así como sobre los borradores de Resolución de la Secretaría General de Energía por los que "se aprueban las reglas de aplicación en las subastas establecidas en el artículo 5 de la Orden Ministerial" y "se regula el contrato tipo establecido en la Disposición Adicional Primera de la Orden Ministerial" remitidos, para su tramitación por vía de urgencia, por el Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

La propuesta de Orden fue remitida por el Secretario General de Energía y tuvo entrada en esta Comisión el 16 de noviembre de 2006.

2 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL

La Orden Ministerial tiene por objeto regular la contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física por parte de las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular, exceptuando de su aplicación a las empresas incluidas en la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997.

11 de enero de 2007



El mecanismo de asignación de la energía y la determinación del precio se instrumenta a través de un procedimiento de subasta en el que partiendo de su cantidad de energía a suministrar para el conjunto de los distribuidores y de un precio de salida, se procede a una reducción o elevación progresiva del precio hasta llegar al equilibrio entre oferta y demanda de energía.

Los resultados de la subasta serán vinculantes para todos los vendedores y el cierre de la subasta constituirá el momento en el que vendedores y distribuidores estarán obligados a formalizar los resultados, a través de la firma de los correspondientes contratos bilaterales con el compromiso de entrega física por las partes alícuotas que correspondan (perfeccionamiento de los contratos).

Los sujetos del mercado que pueden actuar como vendedores son los generadores tanto de régimen ordinario como de régimen especial, los comercializadores, los agentes externos y sus representantes.

Según la propuesta de Orden, la entidad responsable de realizar la subasta será el Operador del Mercado Ibérico – Polo Español, S.A. (OMEL) y la CNE será responsable de supervisar el proceso.

El objeto del contrato contiene dos tipos de productos, la carga base y la carga modulada, obtenidos de las curvas de carga del conjunto de los distribuidores, calculadas a partir de la previsión de demanda de los consumidores finales.

La carga base se define como la energía asociada a una potencia constante a lo largo de todo el periodo de duración del contrato y la carga modulada como la diferencia entre la carga total prevista para el conjunto de los distribuidores y la carga base.

La propuesta de Orden incluye también los derechos y obligaciones de los vendedores y de los distribuidores, así como dos modalidades alternativas de nominación de las energías: la nominación del distribuidor de la cantidad exacta prevista en el contrato y la nominación del distribuidor de las cantidades hasta un 5% superiores o inferiores de las previstas en el contrato.



Finalmente, se establece, también, el sistema de fianzas y garantías a presentar por los vendedores, el mecanismo de facturación del contrato y de reconocimiento de costes a los distribuidores y la posibilidad de que se introduzcan límites al suministro de un mismo grupo empresarial.

3 SOBRE LA OPORTUNIDAD DE LA MEDIDA Y SU COMPATIBILIDAD CON EL MIBEL

La propuesta de Orden Ministerial tiene por objeto regular la contratación bilateral de energía con entrega física por parte de las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en territorio peninsular.

Se trata, por tanto, de acometer el desarrollo de una de las modalidades de contratación previstas para las compras de los distribuidores con destino a los consumidores a tarifa integral, que fue regulada con las modificaciones introducidas en Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, por el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, siendo una de ellas la participación de las empresas distribuidoras en los sistemas de contratación bilateral con entrega física.

Posteriormente a esta habilitación, el Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, en su artículo 1 establece un mecanismo de asimilación de las energías correspondientes a los sujetos productores y distribuidores que pertenezcan al mismo grupo empresarial, mientras no se desarrollen las modalidades de contratación bilateral física para los distribuidores.

Por consiguiente, la propuesta de Orden Ministerial objeto de este informe, viene a completar el desarrollo de esta modalidad de contratación para las empresas distribuidoras.

Se considera necesario, no obstante, que la Orden Ministerial incluya en su exposición de motivos los objetivos globales energéticos de las medidas y modificaciones que se están



produciendo en su organización, funcionamiento y diseño y la concreta relevancia dentro de ella de la medida concreta que hoy se informa por esta CNE.

A partir del desarrollo de la contratación bilateral física de los distribuidores, instrumentado a través de las subastas, se dispone de otro mecanismo de mercado que revela precios y que sirve de referencia para establecer los costes de la actividad de generación a incluir en las tarifas integrales, lo que dependerá finalmente de la metodología para el cálculo de la tarifa integral que se aplique. Todo ello constituye un avance que se valora positivamente.

Dicha modalidad de contratación bilateral física se instrumenta a través de un procedimiento de subasta de energía, en la que se definen dos tipos de productos y el resultado de la subasta determinará el precio para cada uno de ellos y las cantidades de energía asignadas a cada sujeto vendedor y comprador, que darán lugar a los correspondientes contratos bilaterales con el compromiso de entrega y recepción de la energía por las partes.

Esta Comisión considera que el método propuesto para instrumentar el desarrollo de la contratación bilateral física de los distribuidores es uno de los posibles, aunque también podría haberse implementado utilizando como sociedad administradora de las subastas, una entidad distinta de los operadores de los mercados organizados de la misma forma que se aplica en otras experiencias internacionales similares. A juicio de esta Comisión, en ningún caso la contratación bilateral, debe integrarse en los mercados organizados existentes, sin perjuicio de que en su instrumentalización se pueda contar con el apoyo o participación de un operador del mercado.

Esta Comisión considera que la propuesta de Orden Ministerial objeto de este informe debe ser analizada en el contexto general de otras modificaciones que están previstas en las modalidades de contratación y otros instrumentos de la regulación. Así, entre otras cuestiones, habrá que tener en consideración tanto en el diseño de la subasta como en su implementación los acuerdos alcanzados en la XXII^a Cumbre Luso-Española celebrada en Badajoz los días 24 y 25 de noviembre y las emisiones primarias de energía previstas para antes de julio de 2007, incluidas en la disposición adicional vigésima del Real



Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.

En el marco del MIBEL el hecho de que la regulación española haya optado por el diseño de un mecanismo regulado para la contratación bilateral de la energía de los distribuidores en un horizonte superior al del mercado diario, como el propuesto, puede entenderse, adicionalmente a lo señalado anteriormente, porque actualmente no existe una armonización entre España y Portugal para el tratamiento de las compras de los suministros regulados, más allá de los acuerdos alcanzados en las Cumbres hispano-lusas.

Esta Comisión considera que aunque el método establecido en la propuesta de Orden Ministerial que se informa, puede ser válido en esta etapa inicial en la que están pendientes de armonizar aspectos clave de la regulación, que son necesarios para que el MIBEL sea una realidad, en una fase posterior debe adaptarse a lo contemplado en las conclusiones de la XXIIª Cumbre Luso-Española, celebrada en Badajoz los días 24 y 25 de noviembre.

En base a las recomendaciones presentadas por el Consejo de Reguladores, los Gobiernos de Portugal y España han decidido solicitar a los Directores Generales de Energía un plan de compatibilización regulatoria, a presentar antes del 28 de febrero, que incluirá un modelo común de contratación de energía a la vista y a plazo para los distribuidores o comercializadores de último recurso de ambos países, a realizar en el ámbito del OMI-Operador del Mercado Ibérico. Asimismo, el modelo de implementación de OMI deberá ser detallado conjuntamente, incluyendo su calendario de realización, por OMIP y OMIE, antes del 31 de mayo de 2007.

Ante este horizonte de compatibilización regulatoria, esta Comisión considera que, a efectos de favorecer la liquidez y la participación de un mayor número de agentes en los diferentes mecanismos de contratación a plazo, bien en subastas de contratos bilaterales de la energía de los distribuidores o comercializadores de último recurso de ambos países, bien en el mercado organizado a plazo, debe existir coherencia en el diseño de los contratos bilaterales con entrega física que sean subastados por los distribuidores con



el diseño de los contratos negociados en el OMIP. Que sean productos homogéneos puede favorecer la participación en las subastas a distribuidores de agentes externos que podrían posteriormente gestionar su riesgo mediante la contratación en el OMIP. Por otro lado, al existir dos mecanismos complementarios de adquisición de energía se establecerían referencias claras sobre el precio de energía suministrada a plazo.

En definitiva, se considera necesario fomentar posibles complementariedades entre estos dos mecanismos de contratación a plazo, con objeto de maximizar la liquidez del sistema y facilitar la gestión de riesgos de los agentes participantes en las subastas.

Por último, tal y como se indica en el “Informe CNE 33/2006 sobre propuesta de OM por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2007”, el establecimiento de la obligación de adquisición de energía a plazo en el OMIP del 10% por los distribuidores y comercializadores de último recurso portugués, adoptado por las partes en la Cumbre de Badajoz, es un mecanismo excepcional y transitorio dispuesto en el Convenio de Santiago de Compostela, para fomentar la liquidez de un mercado de reciente creación. Por ello, se debe analizar y profundizar en la búsqueda de mecanismos más ortodoxos de fomento de la liquidez en el mercado continuo del OMIP.

Con respecto a la compatibilidad de las subastas de los distribuidores y las emisiones primarias de energía de los operadores dominantes, esta Comisión considera conveniente que se realicen, en primer lugar, las emisiones primarias de energía, permitiendo con ello que los agentes adjudicatarios puedan participar como agentes vendedores en las subastas de los distribuidores, lo que introducirá unas mejores condiciones para el desarrollo de estas últimas.

4 SOBRE LOS ASPECTOS DEL DISEÑO DE LA SUBASTA

En este apartado se recogen una serie de comentarios, en relación con el diseño propuesto de la subasta, encaminados globalmente a reducir la complejidad y facilitar que la formación de precios en la misma sea lo más competitiva posible, favoreciendo la participación de la mayor cantidad de oferta posible que pueda suministrar el volumen de demanda subastado y limitando en lo posible los riesgos de los oferentes, ya que se



traducirían normalmente en una prima que se reflejaría en el precio de la energía. En este sentido, conviene resaltar que las modificaciones que se proponen sobre elementos esenciales del diseño de la subasta tienen por objeto favorecer la participación de los agentes de mercado de menor tamaño, que podrían encontrar mayores dificultades según sea el tipo de productos, el volumen de la energía a subastar o el propio mecanismo que finalmente se defina.

En la elaboración de estos comentarios se ha partido de un planteamiento general que, en el momento inicial de introducción de esta nueva modalidad de contratación en el mercado, recomendaría actuar de forma prudente, empleando, en lo posible, soluciones contrastadas en otros mercados, dando prioridad a la sencillez frente a la complejidad para evolucionar, posteriormente, de manera gradual a soluciones más elaboradas, si finalmente se consideran necesarias.

El conjunto de cambios propuestos abarcan desde la cantidad de energía a subastar, hasta los plazos necesarios para garantizar que los productores y vendedores puedan informarse y tomar las acciones necesarias para participar en las subastas, incluyendo aspectos relativos a los productos objeto de la subasta, el propio proceso de subasta propuesto, la forma de nominación al operador de sistema de la energía vendida, las potenciales limitaciones a los agentes o el sistema de garantías previsto.

4.1 Delimitación del volumen de la energía a subastar

Ante la introducción de esta nueva modalidad de contratación, se considera conveniente iniciar las subastas por una cantidad significativamente inferior al 100% de la demanda prevista de los distribuidores por lo siguientes motivos:

- No existe experiencia en este tipo de contratación en el mercado español, lo cual puede redundar en una menor participación de los agentes del mercado, particularmente de los de menor tamaño, lo que podría tensionar los precios de la subasta al alza.
- En la situación actual del mercado, donde prácticamente la totalidad de la demanda se corresponde con las compras de las distribuidoras y el suministro bilateral a los comercializadores de grupos verticalmente integrados, la falta de participación en las



subastas de algunos agentes, aunque fuesen pocos, llevaría, casi con seguridad, a una elevación significativa de los precios sobre el nivel competitivo, dado que prácticamente toda la demanda quedaría contratada al cerrar las subastas (de forma explícita, en la subasta, o implícita, por la contratación bilateral existente entre generadores y comercializadores) y no toda la oferta concurriría.

- Al menos en la fase de introducción de esta nueva forma de contratación, no es previsible que los pequeños productores, y los productores de tecnologías no gestionables, puedan participar o hacerlo sin una prima de riesgo elevada.
- Se considera contraproducente subastar el 100% de la energía para disponer de un mecanismo de mercado que revele precios y sirva de referencia para establecer los costes de la actividad de generación a incluir en la tarifa integral.
- En el caso de que se subastase el 100% de la previsión de demanda de los distribuidores, tampoco se elimina la posibilidad de que se produzcan desviaciones en los de ingresos, dado que se producirán a tres meses vista desvíos sobre la demanda prevista que, en algunas horas serán muy significativos. Igualmente, y ante las modificaciones introducidas en el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, en el que se introduce la posibilidad de efectuar revisiones trimestrales de las tarifas con objeto de ir adaptándolas a los precios del mercado, lo que supondrá una mejora para el desarrollo de la actividad de comercialización, será complicado estimar la cantidad de demanda que deberán atender los distribuidores, dado que se pueden producir cambios significativos en la energía suministrada por los comercializadores.
- La compra del 100% de la energía de los distribuidores en este tipo de subasta llevaría a una reducción de la liquidez del Mercado Diario, que quedaría como puro mercado de ajuste, perdiendo su actual valor como referencia de precio de contratación de la energía.
- Si se subasta el 100% de la previsión de su demanda, los distribuidores se verán obligados a realizar ajustes intensos, de compra o de venta, en el Mercado Diario contribuyendo a generar volatilidad en el mismo.
- Por último, cabe señalar que la cantidad de demanda a subastar debe calcularse tras detraer de la demanda de los distribuidores la energía suministrada por el Régimen Especial a tarifa, en contra de lo previsto en la propuesta analizada. Hay que tener en cuenta que esta producción ha de ser necesariamente adquirida por los



distribuidores, por lo que su demanda se reduce en tal cantidad. Lo contrario supondría aumentar artificialmente la demanda total del sistema (a efectos de contratación, no de suministro obviamente) en la citada cantidad, lo que podría conducir a un significativo aumento de los precios.

En cuanto a la cantidad de demanda a subastar, cabría recomendar no superar el 50% de la prevista en las primeras subastas, y progresivamente, si con la experiencia adquirida resulta conveniente, ir aumentando la cantidad subastada sin alcanzar valores en ningún caso superiores al 70%. Estas cantidades se han de entender como límites conjuntos a la contratación a plazo de los distribuidores, sumando la energía en contratación bilateral y la comprometida en las compras en el mercado a plazo de OMIP.

4.2 Definición de los productos de la subasta

Utilización de productos estándares

En una fase inicial de introducción de esta nueva forma de contratación, se considera conveniente, como ha sido manifestado mayoritariamente en los comentarios recibidos de los miembros del Consejo Consultivo, comenzar utilizando en lo posible productos estándares, como son la carga base (o carga base y carga pico), que los agentes del mercado conocen y tienen experiencia en valorar. La utilización de productos no estándar, como la carga modulada propuesta, puede ocasionar que algunos agentes no participen, o lo hagan con primas de riesgo elevadas.

Por otra parte, la carga modulada propuesta resulta un producto muy complejo, que no es fácil de suministrar por muchos productores que no disponen de una cartera de medios de producción tan flexible como la propia demanda. Esto supone un problema para la participación de los pequeños productores, pero tampoco todos los productores en régimen ordinario tradicionales pueden suministrar con facilidad el producto propuesto.

Una ventaja adicional de la utilización de productos estándar es la existencia de medios de contratación similares para distribuidores y comercializadores, evitando asimetrías en las posibilidades de suministro entre ambos tipos de agentes, que pudieran dar lugar a



reclamaciones en el ámbito de la normativa de competencia o del mercado interior de electricidad.

Otra clara ventaja de los productos estándar es que permiten a los agentes cubrir sus riesgos o deshacer posiciones, en el mercado de OMIP o de manera OTC, lo que contribuiría a reducir la prima de riesgo que los agentes trasladan al precio y al mismo tiempo generaría mayor profundidad y liquidez en el mercado de OMIP.

La utilización de productos estándares carga base y carga pico, recomendarían asimismo la utilización de la alternativa uno de nominación de las energías incluida en el artículo 13 de la Orden, para que los distribuidores nominen a cada vendedor exactamente por la energía prevista en el contrato.

Por los mismos motivos apuntados anteriormente, el producto subastado debe ser la entrega de energía, sin incluir ningún tipo de provisión de servicios auxiliares, cuyo coste resulta complicado de prever para los agentes y no existen productos de cobertura adecuados ni experiencia en su negociación.

Determinación de la carga base

La determinación de la carga base, se considera mejor referirla a la suma de las cargas mínimas de cada uno de los distribuidores y no como la mínima de la suma de las demandas de los mismos, para evitar excesos de potencia contratada en algunas horas a nivel individual. No obstante, si se sigue la recomendación de contratar únicamente una parte de la potencia, esta modificación no resulta tan relevante.

4.3 Mecanismo de la subasta y de determinación del precio

Subasta a la baja

El artículo 4 de la Orden prevé que partiendo del precio de salida, se proceda a una elevación o reducción progresiva del precio hasta alcanzar el equilibrio. Tratándose de una subasta de compra, esta Comisión considera que, conforme a las experiencias existentes en el diseño de este tipo de subastas, el método más adecuado es realizar una subasta exclusivamente a la baja, partiendo de un precio superior al esperado, de manera que se tuviese una cierta garantía de cubrir la demanda subastada en la primera iteración

al fomentar una mayor concurrencia de la oferta, para posteriormente ir reduciendo el precio hasta alcanzar el equilibrio buscado.

Si por cualquier motivo en la primera iteración no se cubre la energía subastada, sería preferible declarar desierta la subasta y analizar los motivos de tal situación antes de proceder, en su caso, a convocar una nueva subasta.

De cualquier forma, no resulta necesario introducir a nivel de la Orden Ministerial el detalle de la forma de realización de la subasta, pudiendo perfectamente éste quedar para una posterior Resolución,

Determinación del precio de salida

La forma de determinación del precio de salida no es necesario que se disponga expresamente en la normativa, pudiendo quedar a discreción del Ministerio su determinación posterior, con tal de que dicho precio sea publicado con el tiempo necesario de antelación para que los oferentes puedan preparar sus ofertas, al igual que en las siguientes rondas de la subasta.

Como se ha indicado, si la subasta es a la baja, el precio de salida debe ser lo suficientemente elevado como para que se cubra el total de energía subastada, para lo que debería ser superior a los precios forward y otras referencias conocidas.

Un mecanismo posible para la fijación del precio de salida, contemplado en algunas experiencias internacionales, es incluir en el procedimiento de calificación de los potenciales agentes vendedores que participen en la subasta, la solicitud de ofertas indicativas (firmes) para diferentes niveles de precios de salida (ronda de tanteo, previa a la fecha de subasta).

Con dicho mecanismo de obtención de ofertas indicativas podría solucionarse, además, la posibilidad de que en la primera iteración no se cubra la energía subastada. Al tener ofertas indicativas, por construcción, en la primera iteración siempre existirá exceso de oferta. Por otro lado, tal y como se realiza en otros mercados, las ofertas indicativas servirían para establecer las garantías iniciales.



Reglas de convergencia

Esta Comisión considera que la normativa no debe especificar la regla de reducción del precio entre una ronda y la siguiente que facilite una rápida convergencia de los precios, ya que si los agentes vendedores conocen la regla pueden calcular el exceso de oferta que existe en cada momento y cerrar la subasta a su discreción, resultando perjudicados los agentes de menor tamaño frente a los mayores. De nuevo esta dificultad puede ir en detrimento de la participación en el mecanismo de los agentes más pequeños y del desarrollo del proceso en competencia

Un aspecto de mayor importancia es la fijación de la relación entre los precios del producto carga base y del carga modulada (o carga pico) en el proceso de convergencia de la subasta. Si bien se considera adecuado subastar ambos productos de forma simultánea, no debe fijarse una relación entre los precios de los mismos, dejando libertad para que ambos productos converjan libremente.

En cuanto a la evolución de las cantidades ofertadas, es lógico que en una subasta individual de precio descendente sólo puedan ser descendentes en cada iteración. Sin embargo, al subastarse dos productos relacionados de forma simultánea, esta regla debe ser aplicada de manera conjunta, de forma que la oferta pueda distribuirse entre ambos productos en función de la evolución relativa de los precios de los mismos.

Un aspecto importante, según se manifiesta en los comentarios realizados por el Consejo Consultivo de Electricidad, es que cada subasta debe realizarse preferentemente dentro de un mismo día, para evitar que las condiciones de los mercados puedan cambiar significativamente durante el desarrollo de la misma. Igualmente la realización de la subasta en un tiempo reducido minora las posibilidades de coordinación entre los agentes que participan en la misma.

Cierre de la subasta

Para reducir la percepción de riesgo de los vendedores en la subasta, y evitar su traspaso a los precios, deben fijarse con claridad las reglas de cierre de la subasta y concretar su definición. En particular, se considera importante que el cierre de la subasta se realice en



cuanto se alcance un determinado porcentaje de la energía (un 90% podría ser un valor razonable).

Por otro lado debe, por tanto, considerarse la posibilidad de dejar desierta la subasta si en la primera iteración no se cubre la demanda en más de un porcentaje fijado de antemano.

Disponibilidad de información

Se considera necesario que se ponga a disposición de los participantes en las subastas toda la información disponible sobre la oferta y demanda de electricidad en el plazo considerado, incluyendo la previsión de la demanda y los planes de mantenimiento de las unidades de producción a nivel agregado por tecnología.

Es importante coordinar estas subastas con las que puedan existir para la capacidad en las interconexiones internacionales (España Francia y previsiblemente España-Portugal), de manera que los agentes pudiesen obtener dicha capacidad antes de este mecanismo de subastas y así poder participar en él con la seguridad de disponer de la capacidad de importación necesaria. También, como se ha señalado anteriormente es necesario coordinar estas subastas con las emisiones primarias de energía de los operadores dominantes para que los asignatarios de la energía procedente de las emisiones primarias puedan participar como agentes vendedores en las subastas de los distribuidores.

Si bien resulta útil revelar determinada información agregada sobre el exceso de oferta aparecido en cada sesión de la subasta, para aportar información a los participantes sobre el valor que el producto subastado tiene para el conjunto de los oferentes, se debe evitar hacer público otro tipo de información adicional, como por ejemplo la regla de reducción del precio para las sesiones sucesivas, con objeto de evitar conocer con exactitud el exceso de oferta existente en cada momento, ya que puede constituir una ventaja para los agentes con posición de dominio o fomentar estrategias de coordinación.

Al margen de la información señalada, y para que los agentes puedan estimar correctamente el coste real de su participación en el sistema de subastas, se considera necesario que se conozca con antelación a la celebración de las subastas la implicación

de este tipo de contratación en relación con la devolución de derechos de emisión prevista en el Real Decreto Ley 3/2006.

4.4 Mecanismo de reconocimiento de costes a los distribuidores

La propuesta recoge que sean los distribuidores quienes aporten las previsiones de demanda sobre las que se determinará la cantidad a negociar en cada producto. Si esto es así, ha de prestarse especial interés al mecanismo de reconocimiento de costes de adquisición de energía a los distribuidores, para evitar que existan incentivos perversos al realizar dichas previsiones. Así, por ejemplo, de mantenerse la subasta por el 100% de la demanda prevista para el conjunto de los distribuidores y el producto carga modulada propuesto, existe un incentivo claro de los distribuidores a sobreestimar su demanda en las horas punta, para comprar más energía en esas horas, que pagarán a precio medio y posteriormente podrán revender en otros mecanismos del mercado a precio de energía de hora punta, e inversamente ocurrirá para los periodos valle, donde tendrán el incentivo a subestimar la demanda prevista.

En el caso de realizarse las subastas por una cantidad significativamente inferior al 100% de la demanda de los distribuidores, una manera sencilla de evitar este problema es que la cantidad no se determine en función de las previsiones de demanda de los distribuidores, sino del total peninsular, repartiendo lógicamente la misma entre los diferentes distribuidores con la mejor información disponible de su demanda. Igualmente, con la utilización de productos estándares, en particular de carga pico frente a carga modulada, este problema se reduce en gran medida.

En todo caso, el mecanismo de reconocimiento de costes a los distribuidores debería mantener el incentivo existente actualmente (basado en el reconocimiento, en el proceso de las liquidaciones de las actividades reguladas, del precio medio de compra de todos los distribuidores), para la realización de una buena previsión de su demanda de los distribuidores, aspecto que se considera crucial para el buen funcionamiento del mercado.

4.5 Limitaciones a la participación de los agentes

La posibilidad de aplicar limitaciones a la participación de unidades pertenecientes a un mismo grupo empresarial, como prevé el artículo 19, se considera contraproducente. Por



una parte, al tratarse de una subasta abierta a todos los productores y otros agentes vendedores, si además se acepta que la energía subastada no sea la total prevista y que no tiene porqué haber escasa participación, no debería ser un problema la participación mayor o menor de un agente productor que no puede coordinarse con la distribución de su propio grupo. Por otra, la limitación a la participación de un agente productor puede provocar una elevación innecesaria de los precios de la electricidad, que tendrían que ser sufragados por los consumidores. Así, si el número de participantes no es excesivamente grande y se limita la participación de alguno de los de mayor tamaño, el efecto final puede ser opuesto al deseado ya que se aumenta el tamaño relativo de terceros agentes (pudiéndose llegar a incrementar el número de agentes pivotaes). Como resultado, es previsible que tal medida lejos de perjudicar al productor limitado le beneficie, al aumentar los ingresos obtenidos por la energía vendida en la subasta.

Además, la medida prevista puede ser innecesaria si se toman otras para limitar el poder de mercado mediante mecanismos como el ya contemplado en la disposición adicional vigésima, del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, sobre las emisiones primarias de energía de los operadores dominantes.

No obstante, si se optara por mantener el citado artículo 19 sería necesario concretar la definición del término “mismo grupo empresarial”. Así, se prevé que por Resolución del Secretario General de la Energía se pongan límites a la participación de subastas de instalaciones pertenecientes a un mismo grupo empresarial, sin definirse con mayor precisión qué se entiende, a estos efectos, por grupo empresarial. Esta falta de precisión contrasta con el contenido del Real Decreto-Ley 3/2006, cuyo artículo 1.4 señala que “a los efectos de definir los sujetos pertenecientes a un mismo grupo empresarial se estará a lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 24/1998, de 28 de julio, del Mercado de Valores”, añadiendo, en una disposición adicional, la obligación de comunicar al operador del mercado el grupo al que pertenecen a los efectos de la citada disposición.

4.6 Contratación y nominación de la energía contratada

Para el correcto funcionamiento de las subastas es necesario flexibilizar las opciones de nominación de los contratos bilaterales, permitiendo que la energía comprometida pueda



ser adquirida en el Mercado Diario por los vendedores. Una forma razonable de hacerlo sería presentando ofertas de compra a precio instrumental por la cantidad no cubierta a través de producción propia o de contratación bilateral con otros productores. De esta manera se facilita la participación de productores que no dispongan del 100% de la energía requerida en todas las horas del horizonte subastado, particularmente los productores de menor tamaño. Adicionalmente, como ya ha sido manifestado por la CNE en otras ocasiones en informes previos, se debería avanzar en la modificación de la estructura de envío de ofertas por unidad física y dejar libertad a los agentes para que puedan negociar libremente sus ofertas en cartera para cada una de las 24 horas que componen el día siguiente. En cualquier caso, la nominación de todo el suministro de energía debe realizarse en el entorno del Mercado Diario, evitando que quede demanda sin nominar cuando se realiza el proceso de resolución de restricciones técnicas. En el Mercado Intradía deben aparecer, sólo los ajustes necesarios por causas ocurridas después del cierre del Mercado Diario.

En cuanto al encargado de nominar el contrato, sería preferible que ante el operador del sistema, fuese únicamente una de las partes quien lo hiciese, para evitar que éste tenga que resolver cualquier error o discrepancia en las declaraciones de ambas partes.

Una cuestión operativa de cierta importancia es la forma y el contenido de los contratos firmados entre las partes. La norma prevé que sean contratos firmados después de la subasta, sin embargo esto puede generar problemas en el caso, no descartable, de que algún agente decida no firmar dichos contratos. Sería preferible que los agentes firmasen entre sí un contrato marco en el que se obligasen al suministro por la cantidad de energía resultante de las subastas. Así los contratos estarían siempre firmados de antemano antes de realizarse la subasta.

En el marco de las transacciones bilaterales europeas los agentes, a través de la asociación EFET (*European Federation Energy Traders*), se ha perfilado un contrato tipo ("contrato EFET") para operaciones bilaterales (OTC). Con el objeto de reducir posibles barreras a la entrada por parte de operadores europeos acostumbrados a operar con el "contrato EFET", sería interesante analizar la posibilidad de incorporar algunas de las características del contrato EFET en el contrato tipo que finalmente se establezca.



Otro aspecto relevante es el momento en el que vendedores y distribuidores están obligados a formalizar los resultados de la subasta a través de la firma de los correspondientes contratos bilaterales físicos (perfeccionamiento de los contratos) que la Orden establece sea con el cierre de la subasta. Por otra parte la norma prevé que la CNE supervise el proceso e informe a la Secretaría General de Energía. De lo anterior puede acontecer que se identifiquen irregularidades en el desarrollo de la subasta, pero ya no se podrá invalidar la misma, dado que los contratos derivados de ella ya se habrán perfeccionado. Sería preferible que el momento de perfeccionamiento de los contratos fuese cuando se declarase válida la subasta, en un tiempo relativamente próximo a su cierre, pero suficiente para realizar un examen razonable del desarrollo de la misma.

4.7 Garantías exigidas a los agentes

En la propuesta de Orden y propuestas de Resoluciones que la acompañan, se introduce un mecanismo de gestión de garantías, así como el cálculo diario de la exposición al riesgo.

En general, existen distintas posibilidades a la hora de determinar el mecanismo de liquidación y gestión de garantías.

Por una parte, la operativa de gestión, seguimiento (*"mark to market"*) y liquidación de garantías, caracteriza los mercados a plazo organizados de electricidad. En este sentido, cabría la posibilidad de utilizar la cámara de compensación de un mercado organizado para realizar la gestión de las garantías. Dos ejemplos de cámaras de compensación son la del mercado oficial de futuros y opciones financieros en España (MEFF) y la cámara de compensación del mercado a plazo Ibérico de electricidad (OMIClear). No obstante, cabe mencionar que la función de dicha cámara es servir, además, de contraparte en las operaciones realizadas por los agentes, lo que excede la función de mero gestor y liquidador de garantías de la propuesta de Orden.

Alternativamente se podría utilizar una entidad resultante de un proceso concursal para gestionar y liquidar las garantías. En este proceso concursal, la decisión final sobre la



entidad que finalmente sea la encargada de la gestión y liquidación de garantías debe basarse en criterios de un menor coste económico.

Finalmente, una tercera alternativa basada en experiencias internacionales similares, tales como las subastas de distribución en EEUU, es que las propias distribuidoras establezcan individualmente el mecanismo y las entidades encargadas de la gestión y liquidación de garantías. En este caso, debería establecerse un procedimiento que permita la supervisión de cada una de estas entidades.

En consecuencia, se considera que a la hora de determinar el procedimiento concreto que se decida para la gestión y liquidación de garantías, no explicitado ni en la propuesta de Orden ni en las propuestas de Resoluciones, se han de tener en cuenta criterios del coste económico, capacidad de supervisión por parte del regulador y capacidad jurídica del mecanismo elegido para ser implementado.

Así, mientras que el uso de una cámara de compensación de un mercado organizado puede tener ventajas relacionadas con un menor coste económico y una mayor experiencia en la gestión de garantías, puede tener desventajas relacionadas con la necesaria adaptación de sus procedimientos y normas para la gestión de las garantías particulares necesarias, en el caso de las subastas de los distribuidores, o de la capacidad jurídica de la propia cámara para llevar a cabo esta actividad. Por otro lado, si se establece un procedimiento que permita que las distribuidoras determinen individualmente las entidades encargadas de la gestión y liquidación de garantías, deberían tenerse en cuenta los costes derivados de la coordinación en la supervisión de diferentes entidades gestoras de garantías.

Finalmente, de igual forma que se explicita que la CNE es la entidad responsable de supervisar el proceso de subasta, debería incluirse también de forma explícita en la propuesta de Orden que, tanto la supervisión de los procedimientos establecidos por la entidad o entidades finalmente responsables de la gestión de las garantías, como el seguimiento de la gestión de las mismas durante el período de vigencia de los contratos bilaterales, sea realizada por la CNE.



En cualquier caso, la decisión que se adopte, tanto respecto al agente encargado de la gestión de las garantías, como respecto al procedimiento de actuación, en el caso de que se produzca un incumplimiento del contrato, debería ser útil para el desarrollo de otras modalidades de negociación tales como las emisiones primarias de energía.

A continuación se desarrollan comentarios adicionales sobre aspectos concretos relacionados con las garantías exigidas a los agentes.

Garantías iniciales

En el punto 8 de la propuesta de Resolución que regula las reglas de aplicación en subasta, se expone la obligación de depositar una garantía inicial.

Las garantías iniciales podrían establecerse de forma alternativa, en el caso de implementarse un procedimiento de tanteo para obtener el precio de salida de la subasta. Este procedimiento está basado en la obtención de ofertas indicativas (firmes) de los potenciales vendedores para diferentes niveles de precios de salida. Esto es, el administrador de la subasta organizaría una ronda de tanteo previa a la fecha de subasta y como parte del proceso de calificación del potencial vendedor en la subasta.

De acuerdo con experiencias internacionales previas, el volumen de la garantía inicial podría establecerse en relación con el volumen de energía que inicialmente está dispuesto a ofertar el productor, para un rango de precios revelados en la fase de tanteo previo. En particular, en relación a la cantidad que está dispuesto a ofertar para el precio superior revelado, en la fase de tanteo, previa a la realización de la subasta.

Entidad encargada de la gestión de las garantías

El artículo 17 de la propuesta de Orden hace alusión a la entidad designada en el contrato como responsable de la liquidación de fianzas y garantías sin hacer mención expresa de la misma. En la disposición adicional tercera de la propuesta de Orden se habilita a OMEL a realizar, directamente o a través de un tercero, las actividades de gestión de la facturación y liquidación de las garantías asociadas a los contratos bilaterales. Por otra parte, el artículo 12 de la propuesta de Orden establece que el distribuidor pueda designar a un tercero, previa comunicación a la Secretaría General de Energía (SGE), para la

gestión de la liquidación de las garantías. Por tanto, cabe la posibilidad de que los agentes que se hacen cargo de la gestión de las garantías no fueran las mismas entidades para todos los distribuidores y, por tanto, un mismo vendedor tendría que depositar y gestionar las garantías con varias entidades diferentes.

Al respecto, debido a que el agente encargado de la gestión de las garantías debe ser aprobado por la SGE, debería analizarse la idoneidad de identificar un único agente que tuviera la capacidad y experiencia en la gestión de garantías y que, por tanto, pudiera ser la Cámara de Compensación de un mercado organizado (tales como MEFF u OMIClear) o una entidad resultante de un proceso concursal.

Aunque se establezcan contratos bilaterales entre distribuidores y productores, la gestión y cálculo diario de garantías que se establece en el Anexo I de la propuesta de Resolución por la que se regula el contrato tipo, se asemeja más a la operativa tradicional de operaciones en un mercado organizado. Hay que señalar que una de las características que diferencian, en los mercados financieros, las operaciones bilaterales (OTC) y las operaciones en mercados organizados, es que, únicamente en éstas últimas, se realiza el cálculo diario de garantías (*Market to Market*). A este respecto cabe mencionar la existencia de la cámara de compensación OMIClear, actualmente en funcionamiento para el mercado organizado a plazo del MIBEL.

Finalmente, hay que destacar que las garantías iniciales deberían depositarse en la misma entidad que posteriormente se encarga de la gestión de las mismas.

Límite de crédito sin aval

En el artículo 17 de la propuesta de Orden, se establece que el límite de crédito sin aval será función de su calificación crediticia (*rating*) y de su valor neto patrimonial. Cabe mencionar que posteriormente, en la condición decimoséptima de la propuesta de Resolución que regula el contrato, únicamente se hace mención al *rating* para el cálculo del límite de crédito sin aval pero no del valor patrimonial. En particular, la tabla que determina estos límites contiene una errata que se corrige en el Anexo del presente Informe, proponiéndose unos límites de crédito sin aval orientativos, teniendo en cuenta el

valor patrimonial de la empresa, tal y como se incluye en otras experiencias de subastas americanas.

Un aspecto que debería tenerse en cuenta es el efecto que tendría sobre el volumen de garantías a depositar, en caso de un empeoramiento de la calidad crediticia del agente.

Cálculo de la exposición al riesgo

En el segundo párrafo del artículo 17 de la propuesta de Orden, se establece un método genérico para el cálculo de la exposición al riesgo. En primer término destacar que no se especifica que contratos *forward* se van a utilizar. De hecho, dependiendo de cómo se definan los productos a subastar, en particular, carga base y carga modulada, cabe la posibilidad de que el contrato que debiera utilizarse para calcular la exposición al riesgo generada por la venta del contrato "carga modulada", no exista.

Por tanto, si alguno de los productos que se subastan es muy específico, se pueden crear dificultades, tanto a la hora de cuantificar la exposición al riesgo, como para la propia gestión del riesgo por parte de los agentes vendedores. La incapacidad de gestionar el riesgo supondrá que los agentes que realicen ofertas de venta deberán soportar el riesgo y como consecuencia introducirán una mayor prima de riesgo en sus ofertas.

Cabe destacar que en las alegaciones realizadas por algunos de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, aparece de forma reiterada la dificultad de realizar operaciones de cobertura (gestión del riesgo), si el producto subastado no es estándar.

Por tanto, la estandarización del producto subastado es un requisito esencial para poder calcular de forma correcta las garantías necesarias.

Finalmente, cabe destacar que no se especifica el precio a utilizar en el cálculo de la exposición al riesgo. De hecho no se concreta el mercado (organizado ó no organizado) del que deben obtenerse los precios. En particular, se menciona el término *forward* que está asociado a la contratación en mercados no organizados. Es lógico utilizar este término para cuantificar la exposición al riesgo del contrato carga modulada, ó en general cualquier otro contrato que no sea base. Sin embargo, para el cálculo de la exposición al

riesgo de una posición formada por contratos base, se podría hacer explícito el uso de los precios de los contratos negociados en el OMIP, ó en su defecto de una cesta de contratos negociados en mercados organizados europeos. En el caso de que se utilicen precios de contratos *forward* a través de *brokers*, sería necesario que se explicitaran los *brokers* a los que se les solicitará la información, que se obtuviera información a más de uno y que se realizara una media de los precios que se obtengan.

Exigencia de garantías a vendedores

Existe una asimetría inicial sobre las obligaciones a depositar garantías por parte del vendedor y del comprador. Así, es el vendedor el que está obligado a depositar garantías (artículo 9 de la propuesta de Orden), mientras que el distribuidor no tiene ninguna obligación de depósito de fianzas ó garantías para el pago de las obligaciones de pago derivadas de la adquisición de la energía. La razón implícita, es que las distribuidoras, al servir la demanda a tarifa, tienen el respaldo económico último del sistema. Cabe señalar que esta exención para el distribuidor no se produce en los mercados organizados de electricidad *spot* gestionado por el OMEL, ni de futuros gestionado por el OMIP-OMIClear. Por otro lado, en otras experiencias internacionales, los organizadores de la subasta (distribuidores) no depositan garantías.

Esta asimetría se pone inicialmente de manifiesto al comparar los artículos 9 (Art. 9, Obligaciones del vendedor, punto 4) y 12 (Art. 12, Derechos del distribuidor, punto 2)

Finalmente, debido a que los vendedores acuden libremente a las subastas, en el caso de que percibieran una posibilidad de impago, incorporarían en sus ofertas de venta ése componente de riesgo de crédito, si bien según las alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo de electricidad, no parece que sea éste el caso.

Respecto al neteo de garantías

Como se ha señalado en el apartado anterior no se considera necesario exigir garantías a los distribuidores pero si finalmente se les exigieran, lo que no está contemplado en la propuesta de Orden, y luego se "netearan" las posiciones con generadoras de su grupo empresarial, se estaría generando una asimetría con respecto a los productores no integrados en el mismo grupo que las distribuidoras, las cuales sí que deberán depositar

garantías (el efecto de los miembros distribuidores integrados en el mismo grupo empresarial que los generadores puede ser el no depositar garantías).

En consecuencia, si finalmente se considerara adecuado exigir el depósito de garantías por parte de los distribuidores, no debería permitirse el “neteo” de garantía intragrupo dado que se generaría una asimetría importante con respecto a los potenciales vendedores sin distribuidor en el mismo grupo, que podría implicar una potencial barrera de entrada a participar en la subasta.

Aspectos no contemplados

Cabe remarcar que están pendientes de mayor desarrollo dos aspectos importantes relacionados con la gestión de garantías y el riesgo por incumplimiento del contrato por cuenta del vendedor. Por un lado, no se concreta qué agente (o agentes) es el encargado de la gestión y liquidación de garantías. Por otro lado, no se desarrolla un procedimiento de actuación en caso de incumplimiento del contrato por parte del vendedor. Por último, no está explícito, en el caso de que las garantías no sean gestionadas por una cámara de compensación, que la CNE realice la supervisión las mismas.

Se considera que las garantías se podrían fijar con otro detalle al presentado en la propuesta de Resolución, por tipo de activo, como se establece en el OMIP, lo que permitiría valorar si son una barrera de entrada para potenciales agentes.

4.8 Plazos para la implantación de la subasta y la supervisión

La propuesta de Orden y sus desarrollos se han recibido en esta Comisión para informe por trámite de urgencia y prevén una primera subasta antes del 15 de diciembre de este año.

En relación con tal calendario, resulta obvio que no hay tiempo suficiente para desarrollar todo el proceso previo a la subasta necesario para tener unas mínimas garantías de participación de una cantidad de generación suficiente que permita obtener unos precios competitivos.



Debe disponerse de un plazo suficiente, desde la publicación de la Orden y sus desarrollos, para que los potenciales vendedores, particularmente los de menor tamaño, se informen del proceso, se registren para participar en el mismo, obtengan las garantías necesarias, y se publique y pueda ser analizada la información relevante sobre previsión de demanda y la previsión de disponibilidad del parque de generación. Ha de tenerse en cuenta que la primera subasta, deberá realizarse con un mayor plazo que para el resto dada su novedad para los participantes y organizadores.

En experiencias internacionales similares el periodo previo ha requerido varios meses de trabajo antes de la realización de las subastas. El administrador de la subasta deberá difundir información sobre las mismas a todos los agentes, evitando la asimetría informativa entre los generadores integrados con las distribuidoras y el resto de potenciales vendedores. Una vez que se decida el mecanismo y reglas de la subasta, y previamente a su realización, es preciso realizar un sistema de anuncio e información de la subasta y de calificación técnica de los distintos oferentes. Asimismo es preciso hacer cursos de formación y pruebas con los potenciales agentes que participen en la subasta.

Igualmente deben desarrollarse las formas de acceso a la información de las subastas por parte de la CNE para poder cumplir con lo previsto en el artículo 5 de la Orden en materia de supervisión y control del proceso. Sobre esta cuestión, como se ha señalado anteriormente, resulta necesario instrumentar mecanismos ágiles que permitan obtener los resultados de la supervisión en un plazo de tiempo razonablemente corto para no mantener compromisos y posiciones abiertas durante un periodo de tiempo elevado. Nuevamente a estos efectos la utilización de productos estándares en las subastas facilitará la labor de supervisión y control.

4.9 Otras mejoras de la propuesta

Desde la perspectiva técnico-jurídico, debe mejorarse la redacción algunos preceptos.

La Disposición Transitoria Segunda de la Propuesta de Orden carece de contenido dispositivo, transitorio o no, por lo que entendemos que cabría ser trasladada a la Exposición de Motivos.



También, la cláusula vigésimo segunda del contrato tipo, relativa al Arbitraje de la CNE, debería modificarse con el objeto de que resulte compatible con la función resolutoria de conflictos de esta Comisión. En efecto, la Disposición Adicional Undécima, tercero, 2, segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, somete a la CNE, en el ejercicio de una función económica y técnica del sistema y el transporte. En este sentido, únicamente podría someterse al arbitraje de la CNE, en el ejercicio de su función novena prevista en la Disposición Adicional Undécima, tercero, 1 de la Ley 34/1998, aquellas cuestiones derivadas del contrato que no puedan ser consideradas como un conflicto sobre la gestión económica y técnicas del sistema y el transporte. A estos efectos, se señala que el artículo 8 de la Ley 54/1997 ha sido objeto de derogación expresa por la citada Ley 34/1998.

5 SOBRE LAS RESOLUCIONES COMPLEMENTARIAS A LA ORDEN MINISTERIAL

Los comentarios y consideraciones realizados en este informe modifican sustancialmente el mecanismo propuesto para el desarrollo de la subastas.

Un vez se determinen las características básicas de la misma, esto es, la cantidad de energía a subastar, la definición de los productos, el mecanismo de formación de los precios, etc., al margen de los comentarios realizados en los apartados anteriores, será necesario detallar en las Resoluciones complementarias a la Orden Ministerial, todo el proceso desde la aceptación de los participantes hasta la formalización de los compromisos a través de la firma del contrato, así como las reglas de detalle de la subasta.

6 RESUMEN Y CONCLUSIONES

A lo largo de este informe se emiten un conjunto de valoraciones y recomendaciones de esta Comisión, con el objeto de que se introduzcan las correspondientes modificaciones en la Orden Ministerial que finalmente se dicte.

Como consideración general, se considera necesario que la Orden Ministerial incluya en su exposición de motivos mayor claridad acerca del objetivo del mecanismo que se

desarrolla y su compatibilidad con el conjunto de modificaciones que se están produciendo, o están previstas, en la organización y funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.

A continuación se hace una recapitulación de los puntos más relevantes, entre otros, sobre el diseño de la subasta, que merecen ser destacados:

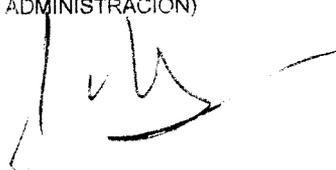
- (i) Las subastas para instrumentar las adquisiciones de energía de los distribuidores en la modalidad de contratos bilaterales físicos se deben realizar con posterioridad a las emisiones primarias de energía de los operadores dominantes.
- (ii) La cantidad máxima de la demanda a subastar en la etapa inicial no debe superar el 50% de la demanda total prevista.
- (iii) El diseño de la subasta debe incluir la utilización de productos estándares como son la carga base y la carga pico que los agentes conocen y tienen experiencia en valorar.
- (iv) El horizonte temporal de la subasta en la fase inicial debe trimestral, tal y como se incluye en la propuesta de Orden Ministerial, compatible con el horizonte temporal previsto en la revisión de las tarifas eléctricas y con los productos que se negocian en otros mercados.
- (v) No se considera adecuado introducir limitaciones a la participación de unidades pertenecientes a un mismo grupo empresarial, como prevé el artículo 19, a la vista de las medidas que se proponen para reducir la posible influencia de las mismas en el desarrollo de las subastas.

APROBADO EN CONSEJO
DE ADMINISTRACION

DE 11 de enero de 2007.

MADRID 18 de enero de 2007.

(LA SECRETARIA DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACION)



ANEXO: Erratas sobre aspectos relacionados con las garantías.

1.- En el apartado 2.4, "Presentación de garantías", de la propuesta de resolución que regula las reglas de aplicación en subasta se establece que, "*Una vez realizada la solicitud de participación de la subasta, el sujeto del mercado deberá prestar ante el Operador del Mercado las garantías establecidas en el **apartado 12.** (...)*". El artículo está haciendo referencia al **apartado 8**, "Garantías para acudir a la subasta".

2.- La tabla contenida en la condición decimoséptima de la propuesta de Resolución que regula el contrato modelo debe modificarse.

Por un lado, hay una errata en la tabla ya que en las columnas referidas a las calificaciones otorgadas por Moody's y Fitch, dos calificaciones iguales otorgan límite de crédito diferentes. Por tanto, hay una errata en la tabla al introducir las calificaciones crediticias. La tabla correcta es la siguiente:

Calificación Crediticia			Límite de Crédito sin necesidad de aval
S&P	Moody's	Fitch	
A- o superior	A3 o superior	A- o superior	100.000.000 €
BBB+	Baa1	BBB+	70.000.000 €
BBB	Baa2	BBB	50.000.000 €
BBB-	Baa3	BBB-	25.000.000 €
Por debajo de BBB- o sin calificación	Por debajo de Baa3 o sin calificación	Por debajo de BBB- o sin calificación	0 €

Por otro lado, en el tercer párrafo del artículo 17 se establece que:

"Cada vendedor tendrá un límite de crédito sin necesidad de aval que estará en función de su calificación crediticia y de la composición e importe de su valor neto patrimonial..."

En el cuarto párrafo de la propia condición décimo séptima de la propuesta de resolución que regula el contrato modelo también aparece la misma frase. Sin embargo, en esta misma condición, en la tabla en la que se muestran los límites de crédito se determina el límite de crédito sin aval sin tener en cuenta el valor neto patrimonial (VPN).

Por ello, se realiza una propuesta de tabla orientativa que se adjunta a continuación. Nótese que la propuesta de tabla incorpora las dos modificaciones. En caso, de que finalmente no se considerase el VPN para determinar el límite de crédito sin aval, debería incluirse la tabla anterior.

Calificación Crediticia			Límite de Crédito sin necesidad de aval (mínimo entre % VPN y Límite Crédito Máximo)	
S&P	Moody's	Fitch	% VPN	Límite Crédito Máximo
A- o superior	A3 o superior	A- o superior	16% de VPN	100.000.000 €
BBB+	Baa1	BBB+	10% de VPN	70.000.000 €
BBB	Baa2	BBB	8% de VPN	50.000.000 €
BBB-	Baa3	BBB-	6% de VPN	25.000.000 €
Por debajo de BBB- o sin calificación	Por debajo de Baa3 o sin calificación	Por debajo de BBB- o sin calificación	0% de VPN	0 €