



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 9/2012 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
DE LAS REGLAS DE
FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO
DIARIO E INTRADIARIO DE
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA SU ADAPTACIÓN
A LO DISPUESTO EN LA DA2ª DEL
RD 1623/2011**

26 de abril de 2012

INFORME 9/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SU ADAPTACIÓN A LO DISPUESTO EN LA D.A.2ª DEL R.D.1623/2011, DE 14 DE NOVIEMBRE, POR EL QUE SE REGULAN LOS EFECTOS DE LA ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DEL ENLACE ENTRE EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR Y EL BALEAR, Y SE MODIFICAN OTRAS DISPOSICIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 26 de abril de 2012, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Mediante oficio de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, se remite a la Comisión Nacional de Energía propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica (en adelante, Reglas del Mercado) para su adaptación a lo dispuesto en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. Se solicita de esta Comisión la emisión del informe preceptivo en virtud de lo establecido en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Mediante la propuesta se modifica el horario de cierre del mercado diario desde las 10:00 a las 12:00. El cierre del mercado a las 12:00 tiene como objetivo armonizar a nivel europeo la hora de cierre de las sesiones de negociación de los mercados eléctricos.

La propuesta incorpora, además de los cambios necesarios por la DA2ª del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, antes citada, una serie de adaptaciones a normativa

diversa aparecida o modificada tras la última revisión de las Reglas del Mercado, esto es, el 1 de julio de 2007; así como otros cambios dirigidos a mejorar la operativa del mercado o a facilitar la integración con los sistemas eléctricos vecinos. Así, la mayor parte de los cambios que incluye la propuesta ya fueron presentados por el operador del mercado en una anterior versión de las Reglas del Mercado que no llegó a ser aprobada, pero sí informada por esta Comisión en su Informe 27/2009, aprobado por el Consejo el 22 de octubre de 2009.

En el citado Informe 27/2009, la CNE se pronunció favorablemente sobre la propuesta de modificación de las Reglas del Mercado, aunque formuló ciertas consideraciones y necesidades de revisión del texto de la propuesta. La propuesta actual incorpora las consideraciones efectuadas por esta Comisión en 2009, con la excepción de las referencias a eliminar la posibilidad de utilizar contratación bilateral en la interconexión con Portugal,¹ y al tratamiento exclusivamente financiero de las subastas de emisiones primarias de energía (EPE)².

La propuesta de Reglas del Mercado ha sido remitida al Consejo de Reguladores del Mibel, en el ámbito de lo establecido en el Convenio Internacional de Santiago de Compostela, firmado entre España y Portugal el 1 de octubre de 2004, incluyéndose en el Anexo 2 de este documento, el informe de opinión emitido por dicho Consejo sobre la propuesta.

A continuación se recogen las consideraciones más relevantes que formula esta Comisión en el presente informe:

- La modificación propuesta por OMIE al texto remitido de las reglas establece las condiciones para la participación en el mercado de las unidades de oferta de los

¹ Desde la aprobación de la Orden ITC/1549/2009, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, no existe la posibilidad de subastar capacidad física de intercambio en la interconexión hispanoportuguesa, ya que se establece un carácter puramente financiero para los derechos de capacidad, por lo que no resulta posible la existencia de contratos bilaterales físicos entre agentes de ambos países.

² Dado que el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, determina que “*el ejercicio de las opciones podrá hacerse por entrega física o por diferencias (liquidación financiera o en efectivo), según se determine para cada producto y subasta*”.

comercializadores y consumidores directos autorizados del sistema eléctrico Balear, haciendo referencia de manera genérica a *“los términos en los que se encuentren autorizados por el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre”*. No obstante, esta Comisión considera la necesidad de contemplar expresamente la norma transitoria contenida en la Disposición transitoria primera de dicho Real decreto, según la cual no son los comercializadores y consumidores directos del sistema balear (tal y como se establece en el artículo 3 del mencionado real decreto), sino los CUR que estén suministrando en Baleares los que están obligados a presentar ofertas hasta que se revise el calendario de los consumidores con derechos a TUR.

- La CNE considera necesaria la revisión de las Reglas del Mercado para modificar la hora de cierre del mercado diario. En este punto es necesario señalar que el Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad -CR MIBEL-, celebrado el día 28 de noviembre de 2011 en Madrid bajo la Presidencia de la CNE, refrendó el compromiso de los reguladores, en estrecha cooperación con el Operador del Mercado Ibérico –OMI- y los operadores de los sistemas portugués y español -REN y REE-, para ultimar las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) antes de fin de 2012.
- Considerando lo complicado que resulta y la duración del proceso que acompaña a una modificación de las Reglas del Mercado, la CNE comparte la necesidad de realizar una revisión que actualice las reglas. Sin embargo, el alcance y contenido de la revisión debe limitarse a las funciones de las que es responsable el operador del mercado y al rango operativo de la norma. No resulta conveniente por tanto que las reglas incluyan detalles o réplicas de texto de normativa de rango superior o de un ámbito distinto al eléctrico³, ni que hagan referencia a funciones o actuaciones del

³ Es el caso por ejemplo de la regla 48.5, que incluye referencias y valores de los Impuestos de Electricidad y de Valor Añadido. Las reglas devendrían obsoletas si estas referencias son modificadas o, en un momento dado, aplican de modo distinto en Portugal.

operador del sistema, ni que el operador del mercado quede exonerado de determinadas responsabilidades⁴. Se propone que se revise el texto de la propuesta de reglas, eliminando o dando una mayor generalidad a las referencias del tipo indicado.

- La Comisión valora positivamente la inclusión en las reglas de una habilitación para introducir posteriormente, de forma rápida y sencilla, una modificación ya prevista en la actualidad pero aún pendiente de determinados condicionantes, de forma que se dote de cobertura suficiente a la modificación a la vez que se evitan retrasos innecesarios. Sin embargo, dado que ciertas cuestiones pudieran suponer una modificación sustancial del diseño del mercado actual, como es el caso de la modificación de los precios instrumentales, éstas no deberían llevarse a cabo mediante una habilitación al Director General de Política Energética y Minas, sino que deberían implementarse a través de una revisión de las propias Reglas del Mercado, siguiendo la tramitación habitual correspondiente.
- Para el resto de cuestiones incluidas en la propuesta dentro de la habilitación prevista del Director General de Política Energética y Minas (fecha de entrada del cálculo del precio de referencia de las garantías, fecha del cambio de hora de cierre del mercado y fecha de entrada en vigor de los cambios del algoritmo de casación), al suponer únicamente la fijación de una fecha de entrada en vigor de las mismas, se considera adecuada esta habilitación, consiguiendo así una mayor flexibilidad para la realización de las pruebas y protocolos correspondientes. Adicionalmente, teniendo en cuenta que las revisiones propuestas pueden tener un impacto significativo sobre los agentes que participan en el ámbito del MIBEL, se considera oportuno que la habilitación prevista, se realice a propuesta de CNE, quien tendrá en cuenta el resultado de las pruebas correspondientes llevadas a cabo por el operador del mercado, así como la valoración del Comité de Agentes de Mercado al respecto. En cualquier caso, dicha habilitación no debe estar incluida en las Reglas, sino que debe ser incluida en la parte dispositiva de la resolución del Secretario de Estado de Energía, por la que se aprueben las propias reglas.

⁴ En la regla 52.1.2, por ejemplo, dado que las funciones y obligaciones de dicho operador y los agentes del mercado se encuentran recogidas en la ley del sector eléctrico.

- En relación con la modificación propuesta de la hora de cierre del mercado diario de las 10:00 a las 12:00, teniendo en cuenta la publicación del procedimiento de operación del sistema P.O. 3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir», posterior a la remisión de la propuesta que se informa, se sugiere la revisión por parte de los operadores del mercado y del sistema del encaje de los horarios y plazos incluidos en las Reglas del Mercado y en los Procedimientos de Operación, teniendo cuenta que el cierre a las 12:00 h y el citado procedimiento pueden condicionar los horarios del resto de los mercados posteriores. No obstante, esta revisión no debería retrasar la publicación de la propuesta de Reglas del Mercado, cuya publicación resulta necesaria para permitir la entrada en funcionamiento del cable de Baleares.
- Se propone recoger en las reglas la posibilidad de que las instalaciones de generación en régimen especial puedan elegir representante para presentar ofertas en el mercado incluso durante el periodo de generación en pruebas, ya que así lo solicitan los agentes, y no hay impedimento para ello en la regulación de rango superior, siempre que el representante sea agente del mercado.
- Se propone que la composición del Comité de Agentes del Mercado (CAM), sea de ámbito ibérico, conforme a lo propuesto por el Consejo de Reguladores en su informe de opinión sobre la propuesta, para que se pueda incorporar a él el operador del sistema portugués, aunque sea sin derecho a voto y sin entrar en turno de presidencia, al igual que el español.
- A fin de mejorar el funcionamiento del mercado, se recuerda que podría ser adecuado introducir la disponibilidad de derechos de capacidad en la interconexión Francia-España como requisito indispensable para poder participar en el mercado de producción, de acuerdo con lo propuesto por esta CNE en el Informe sobre el Sector Energético Español (aprobado por el Consejo el 7 de marzo de 2012)⁵.

⁵ Informe sobre el sector energético español parte III. Medidas sobre los mercados mayoristas de electricidad. Pag.14: “Para ello, se proponen bien algunas medidas para eliminar las fricciones que suponen que estas diferencias de precios no desaparezcan a través de las propias operaciones de arbitraje de los

- En la regla 40.4.4 de la propuesta de Reglas del Mercado recibida del Secretario de Estado de Energía el 1 de febrero de 2012, se establece el procedimiento de separación de mercados cuando hay congestión en la interconexión hispano-portuguesa durante el proceso de casación del mercado intradiario. Este procedimiento, equivalente al utilizado en el mercado diario (Regla 30.4.3), consiste en repetir el proceso de casación para cada una de las zonas por separado, considerando la exportación o importación (según resulte la congestión) hasta el valor máximo, mediante una oferta adicional de compra o venta a precio instrumental. Se indica así mismo que esta oferta adicional que representa a la interconexión tendrá precedencia en el proceso de casación sobre el resto de ofertas a precio instrumental.

Posteriormente, en su escrito de comentarios remitido a la CNE con fecha 24 de febrero de 2012, en el transcurso del plazo de alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad, el operador del mercado propone la adición a la regla 40.4.4 de un nuevo párrafo que supone la introducción de una excepción a la regla general, de aplicación exclusiva cuando el precio marginal resulta igual al instrumental en ambos mercados (180,3 ó 0€/MWh, respectivamente) y sólo en la casación del intradiario. La excepción consiste en minimizar el flujo en la interconexión, dando prioridad a las ofertas nacionales del país importador frente a la interconexión.

Se sugiere no incorporar este último párrafo en la Regla 40.4.4, ya que no se encuentra justificada la propuesta de excepción al funcionamiento general del algoritmo de casación.

- Tal y como indicó esta Comisión en su informe 27/2009, se debería eliminar las referencias a subastas explícitas y contratos bilaterales en la interconexión con Portugal, ya que, desde la aprobación de la Orden ITC/1549/2009, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, no existe tal posibilidad.

agentes o bien directamente medidas para desincentivar los arbitrajes, como la propuesta de convergencia con Europa en la hora de cierre del mercado y el no permitir la participación en determinados segmentos del mercado a las unidades de importación sin derechos cuando exista un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.”

- La propuesta elimina de las Reglas del Mercado, la ejecución de los contratos asociados a las subastas de emisiones primarias de energía (EPE), manteniéndose únicamente la posibilidad de liquidación de estos contratos de forma financiera. En su Informe 27/2009, la CNE argumentó que no debía introducirse esta modificación porque, en el supuesto de un nuevo programa de subastas EPE, la liquidación de las opciones subastadas podría ser física, ya que la opción aún estaba contemplada en el artículo 5 del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero. Adicionalmente, cabe recordar que de acuerdo con las Sentencias de 25 de mayo de 2010, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, estos contratos no podrían ser liquidados por diferencias (financieras), permitiéndose únicamente la posibilidad de liquidación física. Por ello, no se considera oportuno la modificación propuesta en este sentido.

1. ANTECEDENTES

Con fecha 1 de febrero de 2012, tuvo entrada en el registro de la CNE oficio de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, mediante el que se solicita informe preceptivo de la CNE a la Propuesta de Modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica (en adelante, Reglas del Mercado).

Con fecha 3 de febrero de 2012, la CNE remitió a los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad la mencionada propuesta al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días.

Asimismo, se remitió al Consejo de Reguladores del Mibei, en el ámbito de lo establecido en el Convenio Internacional de Santiago de Compostela, firmado entre España y Portugal el 1 de octubre de 2004.

El Consejo de Reguladores del Mibel⁶ está constituido por los reguladores de los mercados de valores y de la energía de Portugal — Comisión del Mercado de Valores Mobiliarios (CMVM) y Entidad Reguladora de Servicios Energéticos (ERSE) —, y de España — Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y Comisión Nacional de Energía (CNE).

Con fecha 23 de abril de 2012 se ha recibido en la CNE informe de opinión del Consejo de Reguladores del Mibel sobre la modificación de las Reglas del mercado, el cual se incluye como Anexo 2 a este documento.

2. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS

Los cambios incluidos en la propuesta de modificación de las Reglas del Mercado van más allá de su adaptación a lo dispuesto en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. Aunque la citada Disposición Adicional sea la causa que origina el proceso de revisión de las reglas, se incorporan en el mismo una serie de adaptaciones a normativa diversa aparecida o modificada tras la última revisión de las Reglas del Mercado, esto es, el 1 de julio de 2007; así como otros cambios dirigidos a mejorar la operativa del mercado o a facilitar la integración con los sistemas eléctricos vecinos.

De acuerdo con la memoria de la propuesta, los cambios propuestos se pueden agrupar en los siguientes bloques temáticos:

1. Inclusión en las Reglas de la Instrucción 2/2007, sobre secuencia de la casación y tratamiento de exceso de oferta en las interconexiones. Esta instrucción tiene su origen en la puesta en marcha del Mibel y el acoplamiento de mercados entre los

⁶ Las competencias del Consejo de Reguladores del MIBEL están recogidas en el Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa -firmado en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004 y revisado en Braga el 18 de enero de 2008- incluyen la coordinación de la actuación de sus miembros en lo referente a la reglamentación del mercado, así como al ejercicio de las respectivas competencias de supervisión, el seguimiento de la aplicación y desarrollo del MIBEL y la emisión de opiniones sobre la sanción a infracciones muy graves en el ámbito del MIBEL.

sistemas español y portugués. Está en vigor desde julio de 2007 y tiene por objeto lograr la máxima utilización de la capacidad comercial en la interconexión hispano-portuguesa en el caso de congestiones múltiples en las distintas fronteras.

La citada instrucción, que ahora se integra, interpreta la secuencia de ejecución de las diferentes Reglas que componen la Regla 30.4 de una forma que tiene en cuenta el concepto general de mercado ibérico, es decir, la existencia de un mercado único integrado en la península ibérica, al amparo del Convenio internacional sobre el mercado ibérico. En consecuencia se resuelve, en primer lugar los problemas de congestión de la península ibérica respecto al resto de las interconexiones, excluida la interconexión España-Portugal, y luego el conjunto de todas ellas.

Para contemplar la propuesta se ha modificado la redacción de las Reglas 30.4.2.2 y 40.4.3.

2. Modificaciones del tratamiento de los precios instrumentales del mercado. Se definen y fijan los precios instrumentales de compra y venta (180,3 y 0 €/MWh, respectivamente) y se habilita al Director General de la Energía a modificar estos valores mediante resolución.
3. Se introducen los valores de estos precios en la redacción de las Reglas 5 y 6, se adapta la regla 29.4.6 haciendo referencia al precio instrumental de compra ya establecido en las reglas anteriores y se elimina de las reglas 28.2 y 29.4.6 su valor.
4. Establecimiento del punto de corte como precio marginal horario en el proceso de casación. Se trata de recoger literalmente lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, en la redacción dada por el punto 2 de la Disposición Final 1ª del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso. Hasta ahora, en vez del punto de corte, el precio marginal horario lo determinaba el último tramo de la oferta de venta cuya aceptación hubiera sido necesaria.

Para contemplar la propuesta se ha modificado la redacción de las Reglas 30.1, 30.2.2, 30.2.3, 30.2.4, 30.2.5, 30.4.3, 40.1, 40.2 y 40.4.4.

5. Modificación del tratamiento de las garantías solicitadas. Se modifica el proceso de cálculo, presentación y verificación de suficiencia de las garantías que han de presentar los agentes para poder participar en el mercado eléctrico. Las Reglas que se modifican y su contenido es el siguiente:

- Se establecen las condiciones para el establecimiento de la suficiencia de garantías de las ofertas de compra: limitaciones a la composición de las unidades de oferta (regla 12); verificación de garantías de la unidad de venta en contra de las garantías de los propietarios (regla 15.2); en el caso de unidades de venta que agrupan unidades físicas de distintos agentes, se eliminan las garantías solidarias y se especifica que cada uno de ellos debe tener garantías para cubrir la oferta de la unidad de venta, tanto en mercado diario como intradiario (regla 30.1, regla 39.4.3.4, regla 50.2 y regla 50.5).
- Se introduce para el cálculo de las garantías necesarias un precio de referencia, derivado de los precios históricos del mercado diario. Para determinar si la garantía es suficiente, se tomará el menor entre el precio ofertado en la oferta simple y dicho precio de referencia, menos exigente que el precio instrumental de compra (Regla 30.1). Se habilita al Director General de la Energía a establecer la fecha de entrada en vigor de dicho precio de referencia (regla 28.4.3). Se establece la retirada de ofertas con insuficiencia de garantías tras la casación, una vez se dispone del precio real y el coste de las ofertas (regla 30.6).
- Se especifica que en el mercado intradiario la valoración de las ofertas de adquisición se hace al precio simple ofertado, sin la consideración de precios históricos (regla 39.4.3.4).

- Se prolonga la fecha de vigencia mínima requerida de las garantías para otorgar un margen de maniobra necesario para su ejecución que garantice el cobro íntegro a los acreedores en el mercado en caso de incumplimiento del pago (regla 50.6.2).
 - Respecto a la comunicación de altas, bajas o cambios en las garantías, se incluye un procedimiento mediante el cual los agentes puedan comunicar a través del sistema de información del operador del mercado cualquier modificación en las garantías aportadas (regla 50.6.3).
 - Se añade una regla que explica cómo se calculan las garantías en cada momento (regla 50.7.3).
 - Por último, se introduce un incentivo a que los agentes dispongan de garantías suficientes para las ofertas de compra que presenten, mediante la posibilidad de suspender su actividad en mercado (regla 50.11).
6. Eliminación de reglas relativas a las liquidaciones mensuales con medidas hasta mayo de 2006. Estas reglas dejan de ser necesarias, al devenir en definitivas las liquidaciones mensuales a las cuales aplicaban.

Como consecuencia de la adaptación a lo establecido en el Real Decreto-ley 5/2005 de las funciones liquidadoras de los operadores, realizada en el Real Decreto 1454/2005, el operador del mercado a partir de la citada fecha se limita a liquidar la energía casada en el mercado diario e intradiario pasando a ser el operador del sistema el que realiza la liquidación de la resolución de restricciones técnicas, los servicios complementarios y los correspondientes desvíos en los que ha incurrido cada sujeto. En consecuencia el Operador de mercado deja de precisar para la ejecución de sus liquidaciones las medidas definitivas una vez que devienen en definitivas las últimas liquidaciones mensuales que correspondían hasta que se efectuara la adaptación de las funciones liquidadoras de los operadores antes señalada.

7. Eliminación de las Reglas del Mercado de la operativa vinculada a la gestión de garantías de las subastas CESUR. Se modifica la regla 50.4, eliminando la posibilidad de que las garantías depositadas ante OMIE puedan cubrir las compras en el ámbito de las subastas CESUR.
8. Corrección de erratas, mejoras de redacción, y cambios derivados de la legislación publicada desde la aprobación de la anterior versión de Reglas del Mercado (1 de julio de 2007). Principalmente, se adecuan las reglas al Real Decreto 661/2007, en cuanto a la forma de integración en el mercado diario e intradiario del régimen especial; se elimina la moratoria nuclear, de acuerdo con la Orden ITC/3801/2008; se sustituye el consumidor cualificado por consumidor directo en mercado; se introducen adaptaciones a la ley del IVA, la financiación de OMIE, ajustes horarios, intercambios de información y responsabilidades.
9. Modificación en la factura y la liquidación derivadas de la publicación de la Orden ITC/1549/2009 que modifica la ITC/4112/2005. Se elimina el derecho de cobro en caso de no nominar la capacidad adquirida en subastas explícitas con Fancia y se precisa el tratamiento de la renta de congestión.

Se elimina la regla 35.3.1 sobre capacidad asignada en subastas explícitas con Portugal y no nominada, ya que no existen este tipo de subastas con Portugal según la Orden ITC/4112/2005. Se precisa en las reglas 35.5 y 44.5 y 48.1 la forma de cálculo de la renta procedente del proceso de separación de mercados y su asignación a los sistemas eléctricos español y portugués.

10. Cambios derivados de la publicación del Real Decreto 485/2009 (puesta en marcha del suministro de último recurso y desaparición del distribuidor como suministrador a tarifa), de la Orden ITC/1659/2009 (mecanismo de traspaso de clientes al suministro de último recurso), de la modificación del Real Decreto 1955/2000 (Disposición Derogatoria Única del Real Decreto 485/2009, desaparición de la figura del agente externo y del registro administrativo de comercializadores) y de la modificación del

Real Decreto 2019/1997 (Disposición Final Primera del Real Decreto 485/2009, obligación a los contratos bilaterales de ofertar en el mercado diario).

Se modifican todas las Reglas que afectan a las figuras de agente externo y distribuidor. Fundamentalmente se eliminan como agentes del mercado los agentes externos, figura que desaparece como sujeto en la Ley, y los distribuidores, quienes dejan de realizar la función del suministro a tarifa y, por tanto, de participar en el mercado, apareciendo como nuevo sujeto el comercializador de último recurso, para el que en las Reglas se contempla expresamente su participación en el mercado.

11. Cambios derivados del Real Decreto 324/2008 y de la Resolución de 13 de mayo de 2008, del Secretario de Estado de Energía, por la que se regulan las emisiones primarias de energía. Se elimina la integración de las declaraciones de ejecuciones resultado de las subastas de emisiones primarias, ya que éstas son financieras.
12. Cambios derivados del Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

Se adaptan los criterios de facturación a los requisitos para la adquisición de la condición de agente del mercado según lo establecido en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997 y en el Real Decreto 1955/2000, en redacción dada por el Real Decreto 198/2010. Para ello se sustituye la denominación de consumidor cualificado por consumidor directo en mercado y se adapta la definición de este último. También se adaptan los criterios de facturación a los requisitos vigentes para la adquisición de la condición de agente del mercado en el caso de los comercializadores y consumidores directos en mercado al desaparecer su Registro Administrativo y, por tanto, su obligatoriedad de inscripción en el mismo para adquirir la condición de agente de mercado, siendo sustituida esta obligación por una declaración responsable.

13. Aplicación de la resolución de 1 de junio de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el cambio de unidad de contratación, pasando a ser EUR/MWh.

Se integra expresamente en el nuevo texto la citada Resolución sustituyendo en todas las reglas donde aparecen las unidades en cEuro/kWh o centimos de Euro por Euro/kWh o Euros respectivamente.

14. Modificación del preámbulo para introducir referencia al Convenio Internacional MIBEL.

Se modifica el texto del preámbulo introduciendo las oportunas referencias al Convenio Internacional MIBEL suscrito entre España y Portugal, que en su artículo 4 establece una nueva estructura organizativa en virtud de la cual se ha procedido a ejecutar un proceso de segregación que ha dado lugar a la aparición de la sociedad OMI, Polo Español, S. A. (OMIE), como sociedad que, a partir de 1 de julio de 2011, ha empezado a desarrollar las funciones de operador del mercado, y que hasta la citada fecha venían siendo desarrolladas en tal calidad por la sociedad Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo español, S. A.

15. Cambios derivados del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. Se introduce, tanto en el preámbulo como en las Reglas, la figura de los Gestores de Cargas del Sistema, como nueva figura de sujeto del mercado, de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
16. Cambios para la simplificación del proceso de acreditación en los medios de comunicación del operador del mercado.

Dirigido a figuras representantes. Se ha simplificado el proceso de acreditación de esta figura en los medios de comunicación del operador del mercado, manteniendo la obligación de que, con excepción de los supuestos expresamente contemplados, ninguna persona pueda realizar actuaciones en el mercado en representación de más de un agente.

17. Cambios derivados del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. Se establecen las condiciones para la participación en el mercado de las unidades de oferta de los comercializadores y consumidores directos autorizados del sistema eléctrico Balear, condicionado hasta la publicación de la Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1623/2011.

Además, se fija un código específico para las unidades que operan a través del cable de conexión de la peninsular con el sistema Balear para su diferenciación en la redacción de las reglas, y se establece que una unidad de oferta que opera a través del cable no puede tener unidades de programación en ambos subsistemas, peninsular y balear, ya que no se podría cumplir la obligación de ofertar establecida en el real decreto al estar acumulada con unidades de consumo y venta de energía en la península.

18. Nueva regla (52.2) que habilita al operador del mercado para publicar en el Sistema de Información del Operador del Mercado horarios y plazos para recibir y tramitar las solicitudes de los agentes relativas a garantías, abonos y otras solicitudes efectuadas a través del Sistema de Información del Operador del Mercado. Dicho operador lo considera necesario para un mejor funcionamiento del mercado.
19. Modificación de horarios para el cambio de cierre del mercado diario a las 12:00. El cierre del mercado a las 12:00 tiene como objetivo armonizar a nivel europeo la hora de cierre de las sesiones de negociación de los mercados eléctricos, y tiene su origen

en un acuerdo entre los distintos operadores europeos (EuroPEX y ENTSO-E). La propuesta acordada con REE y REN supone mantener el horario actual, hasta que el Director General de la Energía establezca la fecha concreta del cambio.

20. Reglas adicional y final. En la regla adicional se establece un plan de pruebas para los cambios del algoritmo, de al menos dos meses, relacionados con el establecimiento del punto de corte como precio marginal horario en el proceso de casación. La regla Final establece la fecha de entrada en vigor de las nuevas Reglas del Mercado.

Los bloques 1 a 10 ya fueron presentados por el operador del mercado en una anterior propuesta de modificación de las Reglas del Mercado, que no llegó a ser aprobada. Aunque la propuesta actual presenta algunos matices distintos en el contenido, estos bloques ya fueron en lo esencial informados por esta Comisión en su Informe 27/2009, aprobado por el Consejo de Administración de 22 de octubre de 2009.

En el citado Informe 27/2009, la CNE se pronunció favorablemente sobre la propuesta de modificación de las Reglas del Mercado, aunque formuló ciertas consideraciones y necesidades de revisión del texto de la propuesta. La versión actual de las Reglas, presentada por el operador del mercado, incorpora las consideraciones efectuadas por esta Comisión en octubre de 2009, con la excepción de eliminar la posibilidad de la utilización de contratación bilateral en la interconexión con Portugal⁷, y al tratamiento exclusivamente financiero de las subastas de emisiones primarias de energía⁸.

⁷ Expositivo 5.2 del Informe 27/2009 de la CNE: Sobre las posibilidades de contratación en la interconexión con Portugal.

“Desde la aprobación de la Orden ITC/1549/2009, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, no existe la posibilidad de subastar capacidad física de intercambio en la interconexión hispanoportuguesa, ya que se establece un carácter puramente financiero para los derechos de capacidad, por lo que no resulta posible la existencia de contratos bilaterales físicos entre agentes de ambos países. Sin embargo, la propuesta de Reglas contiene aún diversas referencias a esta posibilidad que deberían ser eliminadas, por ejemplo: reglas 12, 28.3 y 30.4.3.”

⁸ Expositivo 5.4 del Informe 27/2009 de la CNE: Sobre los cambios derivados del carácter financiero de las subastas de emisiones primarias de energía.

“En el apartado 10 de la Propuesta, se eliminan, de las Reglas del Mercado, la ejecución de los contratos asociados a las subastas de emisiones primarias de energía (EPE), como consecuencia del carácter financiero de la liquidación de dichos contratos.”

3. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía.
- Real Decreto 1496/2003, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación, y se modifica el Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido.
- Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica.
- Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso.

Si bien es cierto que, a la fecha, las únicas opciones que quedan vivas son las adjudicadas en la sexta y séptima subastas EPE, cuya liquidación es financiera, y que, por el momento, no está previsto un nuevo programa de este tipo de subastas, debe tenerse en cuenta que la normativa vigente aplicable a las subastas EPE es el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero. Dicho Real Decreto, en su artículo 5, determina que “el ejercicio de las opciones podrá hacerse por entrega física o por diferencias (liquidación financiera o en efectivo), según se determine para cada producto y subasta”.

Por tanto, se sugiere no introducir la modificación propuesta en las reglas del mercado, al objeto de que se recoja en las mismas, la posibilidad de que, en el supuesto de un nuevo programa de subastas EPE, la liquidación de las opciones subastadas pudiera ser física, tal y como se contempla en la normativa vigente.”

- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.
- Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.
- Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009.
- Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.
- Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.
- Resolución de 1 de junio de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el cambio de unidad de contratación en las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica y en el procedimiento de operación P.O.-9 pasando a ser EUR/MWh.
- Procedimientos de Operación del Sistema, en lo relativo a intercambios de información entre operadores del sistema y del mercado.

4. CONSEJO CONSULTIVO

En el transcurso del periodo de comentarios, se han recibido escritos de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector:

- Comunidades autónomas
 - Generalitat de Catalunya
 - Comunidad de Madrid
 - Xunta de Galicia
- Asociaciones y empresas generadoras
 - Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)
 - Unión Española Fotovoltaica (UNEF)
 - Asociación Española de Cogeneración (Acogen)
 - Acciona Energía, S.A.
 - Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)
- Asociaciones y empresas comercializadoras
 - Asociación de Empresas de Gran Consumo de Energía (AEGE)
 - Cooperativa Industrial de Distribuidores de Electricidad (CIDE)
 - Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE)
 - HC Energía (Hidroeléctrica del Cantábrico – EDP)
- Operadores eléctricos
 - Red Eléctrica de España (REE)
 - Operador del Mercado Ibérico, Polo Español, S.A. (OMIE)
- Otros sujetos
 - European Federation of Energy Traders (EFET)
 - Instituto Nacional de Consumo (Ministerio de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad).

En el Anexo 1 se recogen los comentarios recibidos de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

5. CONSIDERACIONES

A continuación se formulan una serie de consideraciones de la CNE, que tienen en cuenta las observaciones vertidas por los agentes en el trámite de alegaciones del Consejo

Consultivo. En particular, se consideran los comentarios remitidos por OMIE con fecha 24 de febrero de 2012, que fueron efectuados por el Comité de Agentes del Mercado con posterioridad a la remisión de la propuesta al Ministerio de Industria, Energía y Turismo. A los efectos de las consideraciones de la CNE, no se formulan observaciones a las modificaciones propuestas por OMIE en dichos comentarios, por lo que se consideran enteramente incorporadas en la propuesta de Reglas del Mercado, excepto en lo que se refiere a lo recogido en el apartado 5.8 de este capítulo (sobre la minoración del flujo con Portugal).

5.1. Sobre consideración de la limitación transitoria a los CUR de Baleares de presentar ofertas

La modificación propuesta por OMIE al texto remitido de las reglas establece las condiciones para la participación en el mercado de las unidades de oferta de los comercializadores y consumidores directos autorizados del sistema eléctrico Balear, haciendo referencia de manera genérica a *“los términos en los que se encuentren autorizados por el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre”*. No obstante, esta Comisión considera la necesidad de contemplar expresamente la norma transitoria contenida en la Disposición transitoria primera de dicho Real decreto, según la cual no serían los comercializadores y consumidores directos del sistema balear (artículo 3 del mencionado real decreto) sino los CUR que estén suministrando en Baleares los que estarían obligados a presentar ofertas hasta que se revise el calendario de los consumidores con derechos a TUR. Para ello, el apartado i de la regla 5 “Vendedores”, podría tener la siguiente redacción:

Regla 5. Vendedores [...]

- i. “Los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear ~~en los términos en los que se encuentren autorizados por el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico y el balear, sin perjuicio de lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 1623/2011. En el marco de los establecido por dicha disposición transitoria y en tanto no se~~*

haya producido la revisión allí prevista, las referencias en las presentes Reglas a los sujetos mencionados, habrán de entenderse hechas únicamente a los comercializadores de último recurso.”

5.2. Sobre la modificación de la hora de cierre del mercado diario

La CNE considera necesaria la revisión de las Reglas del Mercado para modificar la hora de cierre del mercado diario. En este punto es necesario señalar que el Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad -CR MIBEL-, celebrado el día 28 de noviembre de 2011 en Madrid bajo la Presidencia de la CNE, refrendó el compromiso de los reguladores, en estrecha cooperación con el Operador del Mercado Ibérico -OMI- y los operadores de los sistemas portugués y español -REN y REE-, para ultimar las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) antes de fin de 2012.

Entre dichas actuaciones cabe destacar las conducentes a retrasar en dos horas el cierre del mercado diario –hasta las 12:00 CET–, en sincronía con la hora de cierre de los mercados citados; esto conlleva readaptar el horario de los mercados subsiguientes (intradía, servicios de sistema) y de los procesos de programación y nominación.

La modificación de la hora de cierre del mercado diario de las 10:00 a las 12:00 propuesta en las Reglas, tiene como objetivo armonizar a nivel europeo la hora de cierre de las sesiones de negociación de los mercados eléctricos europeos, y tiene su origen en un acuerdo entre los distintos operadores de la zona (EuroPEX y ENTSO-E), por lo que esta Comisión no tiene inconveniente en que se avance en este sentido. La propuesta actual ha sido, según indica OMIE, acordada con REE y REN, supone mantener el horario actual, hasta que el Director General de Política y Minas establezca la fecha concreta del cambio. Sin embargo, la hora de cierre del mercado diario no es un parámetro aislado, esta hora determinará otros muchos horarios de mercados y procesos posteriores, por lo que, en la versión propuestas de las reglas, se han ajustado los horarios en este sentido.

Con posterioridad al envío de la propuesta de Reglas del Mercado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (4 de enero de 2012), fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 24 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema P.O. 3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir». Este nuevo procedimiento de operación introduce procesos adicionales en la operación del sistema que podrían condicionar los horarios de los mercados. Se sugiere por tanto que los operadores del mercado y del sistema lleven a cabo una revisión del encaje de los horarios propuestos en las Reglas del Mercado y los Procedimientos de Operación, en cooperación con los agentes del mercado, que también se verán afectados por los horarios que finalmente se establezcan.

No obstante, esta revisión no debería retrasar la publicación de la propuesta de Reglas del Mercado, ya que resulta necesaria para permitir la entrada en funcionamiento del cable de Baleares. Además cabe señalar, que la propuesta ha referenciado de manera genérica toda la secuencia de operaciones a “*la hora de cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario*”, indicando expresamente la hora de cierre únicamente en la regla 51.1.d, para cuya modificación está habilitado el Director General de Política Energética y Minas.

5.3. Sobre el alcance de las reglas del mercado

Considerando lo complicado que resulta y la duración del proceso que acompaña a una modificación de las Reglas del Mercado, así como el tiempo transcurrido desde la publicación de la última versión de dichas reglas (julio de 2007), esta Comisión considera adecuado que se aproveche este proceso para introducir aquellas modificaciones que pudieran ser necesarias o resultar beneficiosas para el buen funcionamiento del mercado, aún cuando no guarden relación con el asunto que habilita la presente adaptación de reglas, esto es, la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico

peninsular y el balear⁹. Cabe citar por ejemplo, la eliminación de reglas obsoletas o erratas, la adaptación a otros cambios regulatorios, la clarificación del texto para mejorar su comprensión, etc.

No obstante, y sin perjuicio de lo anterior, el alcance del contenido de las reglas debe limitarse a abarcar las funciones de las que es responsable el operador del mercado y al rango operativo de la norma. No resulta conveniente por tanto que las reglas incluyan detalles o réplicas de texto de normativa de rango superior o de un ámbito distinto al eléctrico.

Es el caso por ejemplo de la regla 48.5, que incluye referencias y valores de los Impuestos de Electricidad y de Valor Añadido; las reglas devendrían obsoletas si estas referencias son modificadas o, en un momento dado, aplican de modo distinto en Portugal.

Tampoco es adecuado que las reglas hagan referencia a funciones o actuaciones del operador del sistema, que deben estar recogidos en los procedimientos de operación, como la validación de los contratos bilaterales (regla 28.5) o el detalle de la previsión de la demanda (regla 51.1). Ni que incorporen detalles sobre procesos acordados entre operadores que ya estén recogidos en otros documentos y deban tener un tratamiento análogo en los procedimientos de operación (párrafo 6º regla 51.4).

Igualmente, no procede la exoneración de responsabilidades del operador del mercado introducida en la regla 52.1.2¹⁰, según la cual el operador del mercado no es responsable de las malas prácticas de los agentes, aún cuando las haya posibilitado un eventual fallo

⁹ Disposición Adicional 2ª del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

¹⁰ Se introduce este nuevo párrafo al final de la regla 52.1.2 (Presentación de reclamaciones al operador del mercado): *“El operador del mercado mantiene una vigilancia para la correcta participación de los agentes en el mercado. Sin embargo, la utilización de estos mecanismos de control o vigilancia no implica exoneración por la realización de operaciones malas o indebidas por parte de los agentes. En consecuencia, el control y revisión posterior del Operador del Mercado de las operaciones realizadas por los agentes no exonera a los mismos de cualquier responsabilidad derivada de su mala, indebida o incorrecta utilización. Así, con carácter enunciativo y no exhaustivo, las eventuales consecuencias dañosas derivadas de la realización de ofertas y otras operaciones incorrectas o contrarias a las Reglas del Mercado y restante normativa de aplicación, serán de la exclusiva responsabilidad del agente, sin que se pueda imputar responsabilidad alguna al operador del mercado por el eventual fallo en los controles realizados”.*

de los controles de dicho operador. Las funciones y obligaciones del operador y los agentes del mercado, así como las malas prácticas en mercado y sus consecuencias, se encuentran recogidas en la ley del sector, la ley de defensa de la competencia y otras normas de desarrollo de las anteriores. Del incumplimiento de estas funciones y obligaciones o la realización de malas prácticas por parte de los agentes derivarán las consecuencias que la regulación establezca, sin que una disposición del rango de una resolución pueda imputar o exonerar a los sujetos por dichas acciones.

Se propone que se revise el texto de las reglas, eliminando o dando una mayor generalidad a las referencias del tipo indicado en los párrafos anteriores.

5.4. Sobre las habilitaciones al Director General de Política Energética y Minas y al Director General de la Energía

En la Regla 5 de la propuesta se establece que se habilita al Director General de Política Energética y Minas a la publicación por resolución de un valor del precio instrumental de venta inferior al precio instrumental de venta establecido en dicha Regla. En la Regla 6 se establece que se habilita al Director General de Política Energética y Minas a la modificación por resolución del valor del precio instrumental de compra establecido en dicha regla.

Del mismo modo, en las Reglas 28.4.3.2, 51.1 y Adicional se establece habilitación al Director General de la Energía para establecer, respectivamente, lo siguiente: la fecha de entrada en vigor del cálculo del precio de referencia para la verificación de garantías, la modificación de la hora de cierre del mercado diario y la fecha de entrada en vigor de los cambios del algoritmo una vez finalizado el plan de pruebas.

Esta Comisión valora positivamente la inclusión en las reglas de una habilitación para introducir posteriormente, de forma rápida y sencilla, una modificación ya prevista en la actualidad pero aún pendiente de determinados condicionantes, de forma que se dote de cobertura suficiente a la modificación a la vez que se evitan retrasos innecesarios. No

obstante, esta Comisión considera que la forma adecuada no es la recogida en las reglas.

En primer lugar, en la propuesta de reglas, la memoria y las alegaciones de OMIE, se habla indistintamente del Director General de Política Energética y Minas y del Director General de la Energía; dado que este último no existe en la actualidad, se entenderá que todas las habilitaciones referidas van dirigidas al Director General de Política Energética y Minas.

En segundo lugar, dado que ciertas cuestiones como la revisión de los precios instrumentales pudiera suponer una modificación sustancial del diseño del mercado actual, se considera que dicha revisión debería ser incluida en la correspondiente modificación de las Reglas del Mercado, y no realizarse a través de una delegación al Director General de Política Energética y Minas.

En tercer lugar, se considera que el resto de cuestiones sí podrían ser incluidas dentro de la habilitación prevista del Director General de Política Energética y Minas, al suponer únicamente la fijación de una fecha de entrada en vigor de las mismas, dotando así de una mayor flexibilidad para la realización de las pruebas y protocolos correspondientes. Adicionalmente, teniendo en cuenta que las revisiones propuestas pueden tener un impacto significativo sobre los agentes que participan en el ámbito del MIBEL, se considera oportuno que la habilitación prevista, se realice a propuesta de la CNE, quien tendrá en cuenta el resultado de las pruebas correspondientes. Para ello, se propone la siguiente redacción, que no procedería incluirla en las propias Reglas, sino en la parte dispositiva de la propia resolución por la que se aprueben las mismas. Una propuesta de redacción de los apartados sería la siguiente:

Habilitación:

Se habilita al Director General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, a fijar la fecha a partir de la cual será de aplicación

lo establecido en la regla 28.4.3.2. Hasta dicha fecha el precio de referencia será el precio instrumental de compra del mercado.

Se habilita al Director General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, a fijar la fecha a partir de la cual será de aplicación lo establecido en las reglas 30.1, 30.2.3, 30.2.4, 30.2.5, 40.1 y 40.2, sobre el criterio de fijación del precio marginal.

Asimismo, se habilita al Director General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, a modificar la hora de cierre de aceptación de ofertas para la sesión del mercado diario.

A estos efectos, el operador del mercado informará a la Comisión Nacional de Energía del resultado del plan de pruebas correspondiente en cada caso, así como de la valoración del Comité de Agentes del Mercado al respecto.”

Fecha de entrada en vigor:

“La presente Resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y será de aplicación para la realización de las casaciones del mercado diario e intradiario a partir del día siguiente, salvo lo establecido en las reglas 28.4.3.2, y 30.1, 30.2.3, 30.2.4, 30.2.5, 40.1 y 40.2 , sobre el criterio de fijación del precio marginal, que serán de aplicación a partir de la fecha que fije el Director General de Política Energética y Minas.”

Sin perjuicio de lo anterior, los cambios que se deriven de la adaptación del algoritmo de casación de OMIE al algoritmo europeo (PCR- Price Coupling of Regions), no recogidos en esta propuesta, tendrían que ser objeto de una nueva revisión de las Reglas.

5.5. Sobre la participación en mercado de la generación con representante

En los comentarios de los agentes vendedores de energía producida con instalaciones de régimen especial se solicita aclaración de una de las modificaciones realizadas en la Regla 12 (Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado). En concreto, en la propuesta de Reglas del Mercado se ha eliminado de dicha regla la siguiente frase: *“Las instalaciones a las que se refiere el artículo 2 del Real Decreto 661/2007¹¹ deberán tener autorización definitiva para presentar ofertas al mercado”*. En consecuencia, estas instalaciones en régimen especial podrán presentar ofertas al mercado desde el inicio de su funcionamiento, es decir, durante el periodo de pruebas anterior a la obtención de la autorización definitiva (actualmente, se requiere disponer del acta definitiva de puesta en marcha de una unidad para poder darla de alta y ofertar en mercado). Lo que no queda claro es si podrán actuar en mercado durante el periodo de generación en pruebas a través de un agente representante designado libremente por el titular de la instalación, o sólo a través del CUR.

La participación en mercado del régimen especial durante la fase de pruebas está avalada por el artículo 11.5 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial:

“La formalización de la inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, será considerada requisito suficiente para dar cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a del Real Decreto 2019/1997¹², de 26 de diciembre, y será notificada al interesado.”

¹¹ El artículo 2 del Real Decreto 661/2007 define y clasifica las instalaciones de producción de energía eléctrica que pueden acogerse al régimen especial establecido en dicho real decreto.

¹² Requisitos de los sujetos del mercado de producción: Para poder participar como sujeto del mercado de producción, los sujetos [...] deberán cumplir las siguientes condiciones de acuerdo con su naturaleza:

- a. Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica [...]
- b.

Aunque, en aplicación del punto 1 del Artículo 14 del mismo Real Decreto 661/2007¹³, hasta la obtención del acta definitiva de puesta en marcha, no les resulta de aplicación el régimen económico previsto en la norma:

“La inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este Real Decreto, con efectos desde el primer día del mes siguiente a la fecha del acta de puesta en marcha definitiva de la instalación.”

Según lo anterior, durante el periodo de pruebas no les es de aplicación ninguna de las dos opciones de venta definidas en el artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, esto es, vender la electricidad producida a) a tarifa, o b) en el mercado de producción. Así, durante este periodo se les liquida de acuerdo con el punto 2 del Artículo 14 del mismo Real Decreto 661/2007, con un precio del mercado:

“Sin perjuicio de lo previsto en el apartado anterior, la energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red como consecuencia de un funcionamiento en pruebas previo al acta de puesta en marcha definitiva, y la vertida después de la concesión de dicha acta, hasta el primer día del mes siguiente, será retribuida con un precio del mercado.”

Por otra parte, el punto 2 de la Disposición Adicional Sexta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, establece lo siguiente:

“A partir del 1 de noviembre de 2010¹⁴ las instalaciones que hubieran elegido la opción a del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo citado y estuvieran vendiendo su energía en el sistema de ofertas gestionado por el Operador del Mercado mediante la realización de ofertas a través de una empresa distribuidora que actúa como representante de último recurso, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria sexta del citado Real

¹³ Redacción según Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

¹⁴ Fecha de 1 de julio de 2009 sustituida por 1 de noviembre de 2010 según Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador.

Decreto, en tanto en cuanto los titulares de las instalaciones no comuniquen su intención de operar a través de otro representante, pasaran a ser representados, en nombre propio y por cuenta ajena, por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de la zona de distribución a la que estén conectados. [...]

Asimismo, también será de aplicación lo establecido en los párrafos anteriores para las instalaciones que hayan elegido la opción b del citado artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, desde el primer día del mes siguiente al de la fecha del acta de puesta en servicio hasta la fecha en que inicie su participación efectiva en el mercado de producción.”

Así, durante la fase de pruebas, las instalaciones de régimen especial pueden participar en el mercado de producción, serán en cualquier caso retribuidas por un precio de mercado y, tal como ya manifestó la CNE en su Informe 29/2011¹⁵, a partir de la entrada en vigor de la figura del comercializador de último recurso a efectos de la representación del régimen especial, los titulares de estas instalaciones tienen la posibilidad de elegir libremente a su representante desde el inicio de su funcionamiento, es decir, durante el periodo de pruebas.

No existe por tanto, a juicio de esta Comisión, impedimento en la normativa de rango superior para que se permita a las instalaciones de generación en régimen especial elegir representante para presentar ofertas en el mercado incluso durante el periodo de generación en pruebas previo al acta de puesta en marcha, lo que debería recogerse en las Reglas del Mercado. En tal caso, con el objeto de evitar riesgos económicos al sistema, las reglas deberían exigir a sus titulares o representantes la aportación de una prueba documental de la tramitación de la instalación, por ejemplo, la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial a la que hace referencia el Artículo 11 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

¹⁵ Respuesta a la consulta de una empresa sobre el derechos de los representantes de último recurso a percibir retribución por la representación de instalaciones de régimen especial durante su periodo de pruebas. Aprobado por el Consejo de la CNE el 25 de agosto de 2011.

5.6. Respecto a la composición del CAM

La composición del Comité de Agentes del Mercado que contiene la propuesta de modificación de Reglas del Mercado es la siguiente:

- Seis representantes de los productores en régimen ordinario.
- Cuatro representantes de los productores en régimen especial.
- Un representante de los agentes que actúan como representantes.
- Un representante de los comercializadores no residentes.
- Dos representantes de los comercializadores de último recurso.
- Cuatro representantes de los comercializadores.
- Tres representantes de los consumidores.
- Dos representantes de OMI-Polo Español, S.A. (OMIE)
- Un representante del Operador del Sistema.

Esto supone la sustitución de los distribuidores por los comercializadores de último recurso, a la vez que su representación se reduce en dos representantes, y el incremento en un representante para los comercializadores. La desaparición de los distribuidores como tal es acorde con los cambios regulatorios a los que se adaptan las reglas. No obstante, la desaparición de este colectivo supone la imposibilidad de la participación en este Comité de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, colectivo que representa a una serie de empresas que pueden actuar tanto como distribuidores como comercializadores y productores¹⁶, y que han reclamado en sus alegaciones su posible participación, al contar con una problemática diferente al resto de los agentes representados. Esta Comisión considera que debería analizarse el posible encaje de este colectivo en la representación de este Comité.

Por otra parte, teniendo en cuenta la voluntad de integración con el mercado eléctrico europeo y, en particular, el desarrollo del mercado ibérico, esta Comisión considera que debe analizarse la conveniencia de que la composición del CAM sea de ámbito ibérico,

¹⁶ Apartado cuarto del artículo 14 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, sobre obligaciones de objeto social exclusivo y separación jurídica y funcional de las actividades reguladas.

incorporándose el operador del sistema portugués, aunque sea sin derecho a voto y sin entrar en turno de presidencia.

En este sentido, el Artículo 3¹⁷ del Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, establece que *“tendrán la consideración de sujetos, a los efectos de su actuación en el Mibel, los siguientes: [...] c) los Operadores del Sistema de cada una de las partes.”*

5.7. Sobre las importaciones sin derechos

Tal como ya ha propuesto la CNE en su Informe sobre el sector energético español del 7 de marzo de 2012, se recuerda que podría ser adecuado introducir la disponibilidad de derechos de capacidad en la interconexión Francia-España como requisito indispensable para poder participar en el mercado de producción, tanto con ofertas de venta como de adquisición de energía.

En la situación actual, las unidades de importación / exportación sin derechos realizan arbitrajes entre los mercados diario e intradiario (o posteriores), por ejemplo, vendiendo en el primero una energía de la que no disponen para posteriormente recomprarla en el intradiario, cuyo precio suele ser inferior, obteniendo con ello la diferencia de precios. Este tipo de actuación desvirtúa la utilización del mercado diario como mercado físico y del mercado intradiario como mercado de ajustes, a la vez que causa un perjuicio para el sistema por requerirse diariamente una mayor cantidad de reserva para cubrir el posible no-suministro de esta energía comprometida en el Mercado Diario.

5.8. Sobre la minoración del flujo con Portugal en caso de separación de mercados a precio instrumental

¹⁷ Redacción según Acuerdo de modificación del Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, hecho en Braga el 18 de enero de 2008.

En la regla 40.4.4 de la propuesta de Reglas del Mercado recibida del Secretario de Estado de Energía el 1 de febrero de 2012, se establece el procedimiento de separación de mercados cuando hay congestión en la interconexión hispano-portuguesa durante el proceso de casación del mercado intradiario. Este procedimiento consiste en repetir el proceso de casación para cada una de las zonas por separado, considerando la exportación o importación (según resulte la congestión) hasta el valor máximo, mediante una oferta adicional de compra o venta a precio instrumental. Se indica así mismo que esta oferta adicional tendrá precedencia en el proceso de casación sobre las ofertas a precio instrumental.

El procedimiento anterior es el mismo que se sigue para el mercado diario (Regla 30.4.3), con la salvedad de que en el intradiario se tiene en cuenta la existencia de capacidad previamente ocupada en el mercado diario.

Posteriormente, en su escrito de comentarios remitido a la CNE con fecha 24 de febrero de 2012, en el transcurso del plazo de alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad, el operador del mercado propone la adición a la regla 40.4.4 de un nuevo párrafo con el siguiente texto:

“Si una vez aplicada la separación de mercados, y repetido el proceso de casación, tanto para la zona española como para la zona portuguesa con la consideración de la oferta adicional a precio instrumental, el precio resultante en ambos mercados fuese igual, e igual al precio instrumental, ya sea de venta como de compra, se repetirá el proceso de casación para ambas zonas minimizando el flujo en la interconexión entre ambos sistemas eléctricos hasta un valor de flujo tal que el precio resultante de ambos sistemas sea igual al precio instrumental resultante de la aplicación de la separación de mercados previa”.

Lo anterior supone la introducción de una excepción a la regla general de separación de mercados en la interconexión hispano-portuguesa, de aplicación exclusiva cuando el precio marginal resulta igual al instrumental en ambos mercados y sólo en la casación del intradiario.

La justificación alegada por el operador del mercado es evitar que en situaciones excepcionales de separación de mercados, resultando en ambos el precio instrumental, el sistema eléctrico importador pueda ver retirada energía ofertada a precio instrumental

debido al flujo en la interconexión. Así, se propone que en esa situación se minimice el flujo en la interconexión precediendo las ofertas a precio instrumental de un sistema eléctrico a la importación en la interconexión.

Analizada esta última propuesta y sus consecuencias, esta Comisión no la encuentra adecuada. En primer lugar, porque no está justificado que se aplique una excepción exclusivamente con el precio instrumental, ya que el mismo razonamiento sería válido para cualquier precio de casación: evitar que el país importador vea retirada energía propia ofertada al mismo precio al que la obtiene a través de la interconexión. Además, esta situación a un precio distinto del instrumental podría darse incluso en el caso de acoplamiento de los mercados, si las últimas ofertas aceptadas en ambos países tuvieran el mismo precio.

Por otra parte, aun aceptando como justificación suficiente el argumento del operador, no se entiende que la excepción se aplique exclusivamente en el mercado intradiario, ya que el razonamiento sería igualmente válido en el mercado diario.

En consecuencia, se propone no incorporar en las Reglas del Mercado el párrafo indicado.

5.9. Sobre los puntos no recogidos del Informe 27/2009 de la CNE

Sobre las posibilidades de contratación en la interconexión con Portugal, esta Comisión reitera la consideración efectuada en su Informe 27/2009, según la cual, desde la aprobación de la Orden ITC/1549/2009, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, no existe la posibilidad de subastar capacidad física de intercambio en la interconexión hispanoportuguesa, ya que se establece un carácter puramente financiero para los derechos de capacidad, por lo que no resulta posible la existencia de contratos bilaterales físicos entre agentes de ambos países. Sin embargo, la propuesta de Reglas contiene aún diversas referencias a esta posibilidad que según este argumento deberían ser eliminadas.

Sobre el carácter financiero o físico de las subastas de emisiones primarias de energía. En el apartado 10 de la propuesta, se eliminan, de las Reglas del Mercado, la ejecución de los contratos asociados a las subastas de emisiones primarias de energía (EPE), como consecuencia del carácter financiero de la liquidación de dichos contratos. En su informe 27/2009 la CNE argumentaba que no debía introducirse esta modificación porque, en el supuesto de un nuevo programa de subastas EPE, la liquidación de las opciones subastadas podría ser física, ya que la opción aún estaba contemplada en el artículo 5 del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero.

Con posterioridad, se han producido dos Sentencias de 25 de mayo de 2010, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por las que se declara la nulidad de los artículos 3.1 y 5 del citado Real Decreto 324/2008 (Sujetos vendedores y Ejercicio de opciones), eliminándose las opciones por diferencias (financieras), con lo que ya sólo podrían ser físicas y por tanto no se justificaría el cambio propuesto en las reglas.

6. CONSIDERACIONES DE DETALLE

Se indican en este expositivo consideraciones sobre detalles de la propuesta de Reglas del Mercado, incluyendo mejoras de redacción o erratas, que no requieren mayor exposición.

- El contenido de la propuesta de modificación alcanza a múltiples aspectos (no limitándose a una adaptación de su contenido respecto a lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre). Por ello, para evitar confusión sobre el alcance de la modificación que se pretende llevar a cabo, convendría corregir el título de la Propuesta de Modificación de las Reglas, para aludir en general, por ejemplo, a la “modificación de algunas de las Reglas del Mercado Diario e Intradía”.
- Debería indicarse por claridad en la Regla 11 (Características generales de las ofertas) que también los representantes de los titulares de las unidades podrán presentar ofertas al mercado.

- Se debería añadir en la nueva Regla 50.11 (Insuficiencia prolongada de garantías) que en el caso previsto de suspensión temporal de algún agente, dicha suspensión será comunicada al operador del sistema, ya que podría ser necesario que éste último requiriera al agente una garantía excepcional para poder cubrir un posible incremento de la liquidación de los desvíos del agente, tras la suspensión de su participación en mercado.
- En la tercera línea del último párrafo añadido a la Regla 12 parece sobrar “de unidades”.
- En la primera línea del último párrafo de la Regla 5 (i) sobra “a los que”.

ANEXO 1: RESUMEN DE LOS COMENTARIOS RECIBIDOS DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Mientras algunos agentes consideran la propuesta insuficiente, de cara al próximo acoplamiento de los mercados europeos, y sugieren hacer una reforma más profunda de las Reglas del Mercado, y del propio mercado en sí, otros rechazan la propuesta actual o partes de la misma, al considerar que excede del mandato derivado del de la DA 2ª del RD 1623/2011.

En lo que sí coinciden es en rechazar la propuesta de habilitar al Director General de Política y Minas para definir el precio instrumental de venta o de compra o a modificar la hora de cierre de mercado, pues alegan que esto supondría una infracción del principio de jerarquía normativa e introduciría una inseguridad jurídica no justificada. Los agentes consideran que las modificaciones que afecten a las reglas en su esencia misma (algoritmo de casación, condiciones de las ofertas) deben seguir escrupulosamente el mecanismo de aprobación de las mismas, con comentarios de los agentes, informe de la CNE y promulgación definitiva por parte del Secretario de Estado.

Otro tema de preocupación es el de la gestión de las garantías, principalmente lo referente a la información de si tienen o no garantías suficientes en el momento de la casación, al cómputo de la cuantía y a la fecha de inicio de vigor del nuevo precio de referencia.

Se presentan a continuación de forma más detallada las consideraciones más relevantes formuladas por los agentes:

Respecto a la propuesta en general

Varios agentes reclaman que la propuesta se ciña a los aspectos exclusivamente necesarios derivados de la adaptación de las Reglas del Mercado a lo dispuesto en la DA

2ª del Real Decreto 1623/2011. Entienden que la propuesta excede con mucho lo derivado de dicho Real Decreto y es por ello que un agente propone paralizarla..

Por el contrario, otros agentes proponen una reforma en profundidad de las reglas y del funcionamiento del mercado en sí, tal que permita una armonización real de las Reglas con las vigentes en el resto de Europa y se corrijan lo que consideran deficiencias actuales del mercado eléctrico. En este sentido se proponen medidas como por ejemplo:

- Adecuación de los horarios y los productos negociados con el resto de mercados de la Unión Europea.
- Autorización del uso de ofertas en portfolio.
- Diversas medidas dirigidas al incremento de la transparencia.
- Debate sobre la conveniencia de una liquidación marginalista o pay as bid. Un agente propone un mecanismo en el que se calcule igualmente el precio marginal, que será el que deba pagar la demanda, pero los generadores recibirán el precio de su oferta. La diferencia entre ambos precios sería considerado ingreso del sistema.
- Desplazar las ofertas precioaceptantes hacia la negociación bilateral.
- Incentivar la participación activa de la demanda.

Otra puntualización por parte de los agentes, es la revisión completa del texto de las Reglas del Mercado para que se eliminen o generalicen los comentarios sobre aspectos normativos recogidos en los Procedimientos de Operación del sistema o regulación ajena al sector eléctrico, ya que las Reglas podrían contener, en algunos casos, aspectos inexactos o incluso contrarios a lo establecido en estas normas, resultando obsoletas.

Respecto a las habilitaciones al Director General de Política y Minas para definir el precio instrumental de venta o de compra o a modificar la hora de cierre de mercado, etc.

La mayoría de los agentes que han enviado alegaciones coincide en rechazar esta modificación, por suponer en su opinión una infracción del principio de jerarquía normativa e introducir una inseguridad jurídica no justificada. Dada la enorme repercusión que

cualquier modificación en las Reglas relativas a la formación del precio, consideran necesario que se justifique debidamente, se anuncie con la debida antelación y se articule mediante una norma de rango normativo superior.

En este punto, los agentes incluyen comentarios a las modificaciones de los precios instrumentales y el horario de casación del mercado diario. Por ejemplo, un agente expresa que el precio instrumental de compra no se debe modificar en ningún caso, ya que el límite superior ya está suficientemente alejado de cualquier coste de generación, máxime en un sistema con sobrecapacidad como el español y dónde los generadores cobran complemento por la potencia instalada.

Otros agentes opinan que precios negativos en el precio instrumental de venta serían contraproducentes para todo el sistema porque desvirtuarían la formación del precio del mercado diario y, por tanto, su representatividad para el coste de la electricidad, creando desequilibrios no competitivos en dicha formación del precio por y entre las tecnologías más o menos primadas, además de incrementar el coste del sistema por prima equivalente de RE a tarifa o con suelo. Adicionalmente, indican que podría implicar una infracción de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial ya que, en determinados supuestos, la determinación de un precio de mercado negativo, unida a la forma de liquidación prevista en el P.O. 14.4 y en la Circular 3/2011 de la CNE, podría resultar en que las instalaciones de régimen especial que hayan elegido la opción de venta a tarifa perciban una remuneración menor de la que les correspondería por aplicación de lo previsto en el artículo 30.1 del citado Real Decreto.

Estos mismos agentes piden, si bien mediante la modificación en los Procedimientos de Operación, que sí se contemplen precios negativos en los mercados de regulación, con objeto de incentivar dicha prestación de servicios en situaciones de precios bajos.

Varios agentes solicitan que la modificación del horario de casación del mercado diario se haga de forma coordinada con la puesta en marcha del acoplamiento de los mercados con el resto de la Unión Europea. Uno de ellos no encuentra justificada la igualación del

horario de casación del mercado diario español al del mercado franco-alemán, sino que debe ser acorde con la puesta en marcha del acoplamiento de mercados. Esta medida es susceptible de producir efectos como el impedimento de una correcta optimización de la interconexión Francia-España o la modificación en la sesión de los mercados de ajuste gestionados por el OS, lo que provocaría la exclusión definitiva de la participación de la interconexión en la fase 2 de restricciones técnicas. Como consecuencia directa de lo anterior, indica que se registrarían con regularidad flujos antieconómicos en la interconexión.

Respecto a las unidades de importación y exportación a través de la interconexión Francia – España sin derechos de capacidad adquiridos

Distintos agentes solicitan que se eliminen las unidades de oferta para la venta y adquisición de energía en el mercado de producción que no dispongan de derechos de capacidad previos para la importación o exportación de energía a través de la interconexión Francia – España, de tal forma que la disponibilidad de estos derechos de capacidad sea una condición necesaria para que las unidades de oferta puedan participar en el mercado diario y el mercado intradiario. Alegan que el mercado de producción es un mercado físico, y por tanto, no deberían existir unidades cuyo programa de energía esté condicionado a la posterior adquisición de los derechos de capacidad necesarios para programar de forma efectiva dicha energía.

Respecto a la representación de las instalaciones

Prácticamente todos los agentes del régimen especial reclaman la capacidad de las instalaciones de generación de elegir representante para presentar ofertas en el mercado incluso durante el periodo de generación en pruebas, como ya ha sido reconocido por la CNE en su informe 95/11.

Estos mismos agentes, consideran que resulta inadecuado el tratamiento dado a los representantes de régimen especial a tarifa regulada, ya que en su opinión no queda bien

recogido el tratamiento correspondiente a la representación libre y de último recurso del régimen especial a tarifa regulada.

Respecto a la representación en general, incluido el régimen ordinario, un agente solicita que se supriman los supuestos específicos de prohibición contemplados en el apartado 4 de la regla 7¹⁸. Los supuestos cuya eliminación se solicita no han sido introducidos ni alterados por la actual propuesta de modificación de las reglas del mercado.

Respecto a la gestión de garantías

Los agentes manifiestan una especial sensibilidad hacia el tema de la gestión de garantías, tanto respecto a la cuantía como al modo y tiempo de presentación de las mismas, principalmente porque les exige un coste financiero y de medios.

Entre otras cosas, rechazan la propuesta de que cada agente titular de una unidad de generación integrada en una unidad de oferta que representa a distintos agentes en nombre y por cuenta ajena deba disponer de las garantías suficientes para respaldar la oferta de compra completa deba disponer de garantías por encima de las correspondientes al porcentaje de la oferta de compra de su titularidad. Además, la nueva regla 50.11 de insuficiencia prolongada de garantías, que faculta al operador del mercado para suspender a los agentes en tales casos, tampoco la consideran adecuada porque no introduce mayor seguridad al sistema, ya que ningún agente con insuficiencia de garantías podrá enviar ofertas, y puede afectar al funcionamiento de los representantes que, en el caso de representación directa, dependen de las garantías que transfiera el productor de régimen especial.

¹⁸ *“En particular no se podrán llevar a cabo las siguientes actuaciones:*

- *Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores dominantes en el sector eléctrico.*
- *Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores principales en el sector eléctrico.*
- *Un representante común que sea operador dominante sólo podrá representar instalaciones de régimen ordinario de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital.*
- *Un representante común que sea operador principal sólo podrá representar instalaciones de régimen ordinario de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital.”*

Sobre los instrumentos de formalización de garantías, un agente propone que se modifique para evitar que una evolución negativa del rating de las entidades financieras que operan en España o del Reino de España reduzca notablemente el número de entidades aptas para la prestación de garantías. También solicitan cosas tales como que los cambios puedan ser notificados por mail y no a través del Sistema de Información del operador del mercado o que se les informe en tiempo real si no disponen de garantías suficientes o que no se les exija en ningún caso disponer de garantías en efectivo¹⁹.

Sobre el precio de referencia para el cálculo de las garantías, consideran adecuada su utilización pero solicitan que la fecha de entrada en vigor sea inmediata y venga fijada en las reglas (la propuesta deja pendiente su fijación por resolución).

Respecto a la gestión de los contratos bilaterales

Por una parte, un agente señala que la regulación de la gestión de los contratos bilaterales debe quedar recogida en los Procedimientos de Operación y no en las Reglas del Mercado. Por otra, otro agente solicita que los contratos bilaterales se realicen con una “unidad de adquisición” en lugar de con una “unidad genérica de contratación bilateral” con el fin de evitar errores de operativa.

Referente a la composición del CAM

Un agente ve necesaria la presencia del operador del sistema portugués, en virtud del Convenio Internacional relativo a la constitución del mercado ibérico. El resto de los agentes difieren en la composición en relación al número de representantes del comercializadores de último recurso, comercializadores libres, distribuidores y/o productores en régimen especial.

¹⁹ Se requieren a los grupos empresariales que consolidan cobros y pagos.

Varios

Un agente solicita que la energía máxima que pueden ofertar las unidades físicas no esté limitada por la potencia bruta máxima inscrita en el Registro de Instalaciones de Producción que corresponda. Otro que no esté limitada a la potencia disponible en el momento de ofertar, por si la indisponibilidad pudiera ser resuelta antes de la casación.

Un agente pide no adelantar en cinco minutos la incorporación de la información sobre indisponibilidades, o poder hacer ofertas en grupo. Y otro que no se reduzca a 45 minutos el tiempo entre la asignación de reserva secundaria y el cierre de la primera sesión de intradiario.

A un agente le parece inadecuado que se habilite al operador del mercado para obligar al solicitante de adhesión a las reglas a presentar “toda aquella documentación requerida por el Operador del Mercado”.

ANEXO 2:

OPINIÓN DEL CONSEJO DE REGULADORES SOBRE LA MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO MIBEL

La existencia de un mercado de contratación de contado de ámbito ibérico es uno de los aspectos esenciales del proceso de creación y desarrollo del MIBEL, constituyéndose OMIE como el correspondiente polo de contratación, así mencionado y reconocido en el Convenio de Santiago.

El Convenio de Santiago prevé un papel activo del Consejo de Reguladores en la evaluación y el registro de las reglas de funcionamiento de los mercados de contratación de contado y a plazo, sin perjuicio de las competencias legales de registro y aprobación de los mismos. Esta disposición reflejada en el marco institucional del MIBEL pretende contribuir a una integración creciente de los mercados de electricidad de España y Portugal.

En opinión del Consejo de Reguladores, y en cumplimiento de lo dispuesto en el Convenio de Santiago, es de la mayor importancia acoger formalmente el principio de consulta a esta entidad en la adopción o modificación de las reglas de funcionamiento de los mercados organizados previstos en el ámbito del MIBEL, tanto si se trata de reglas relativas a la contratación de contado, como a la contratación a plazo de electricidad.

Por otra parte, y de conformidad con el marco institucional vigente, el Consejo de Reguladores solicitó a OMIE una presentación formal de la propuesta de modificación de las reglas actualmente en tramitación, la cual tuvo lugar durante la reunión del Comité Técnico del Consejo de Reguladores de fecha 5 de marzo de 2012. El Consejo de Reguladores subraya el compromiso y la disponibilidad del operador de mercado para contribuir a una mejor implementación de los cambios de las reglas que propone.

Sin perjuicio del pronunciamiento de las autoridades legalmente competentes a estos efectos de conformidad con la normativa específica que regula OMIE, el Consejo de Reguladores considera oportuno pronunciarse sobre las cuestiones sustantivas contenidas en el proyecto de modificación de las normas respectivas, en los siguientes términos:

1. El Consejo de Reguladores valora positivamente la modificación de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario con objeto de fomentar la integración de los mercados de electricidad a nivel europeo.

Sirvan como ejemplo de lo anterior los cambios destinados a adaptar la hora de cierre del mercado diario MIBEL a la de los restantes principales mercados europeos análogos, aunque se señale que la sujeción de la definición de la hora de cierre a la aprobación de la Dirección General de Política

Energética y Minas de España debe ser precedida por la correspondiente consulta al Consejo de Reguladores, a semejanza de lo anteriormente referido en cuanto a la aprobación de las propias reglas.

2. Dado que el MIBEL es un mercado cada vez más integrado, con un polo de contratación de contado común, la composición de los órganos de representación de los agentes debe respetar el principio de igualdad de trato. En este sentido, la composición del Comité de Agentes del Mercado debe integrar en igualdad de condiciones a los agentes que participen en el mercado o que estén relacionados con él, como es el caso de los operadores del sistema de España (REE) y Portugal (REN).