

**INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL
DECRETO POR EL QUE SE REGULA EL
MERCADO ORGANIZADO DE GAS Y EL
ACCESO DE TERCEROS A LAS
INSTALACIONES DEL SISTEMA DE GAS
NATURAL**

30 de julio de 2015

IPN/DE/013/15

1.	Antecedentes.....	3
2.	Contenido del proyecto de real decreto	4
3.	Título I. Acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural	5
4.	Título II. Mercado organizado de gas	29
5.	Título III. Garantías y resolución de conflictos	55
6.	Título IV. Instalaciones de transporte primario de influencia local.	64
6.1.	Capítulo I. Procedimiento de adjudicación por concurrencia	65
6.2.	Capítulo II. Retribución de instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local.....	88
7.	Modificación del Real Decreto 1716/2004. Existencias de seguridad	96
7.1.	Modificaciones en relación al sector de gas natural	96
7.2.	Modificaciones en relación al sector de hidrocarburos líquidos	99
8.	Inspección periódica.....	140
9.	Otros aspectos	146
9.1.	Modificación del Real Decreto 1434/2002. Conexiones transporte-distribución	146
9.2.	Desarrollo de la Ley de hidrocarburos: exploración y producción	149
9.3.	Disposición Adicional Segunda: Mandatos	150

INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA EL MERCADO ORGANIZADO DE GAS Y EL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE GAS NATURAL

Expediente núm. IPN/DE/013/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Secretario del Consejo

En Madrid, 30 de julio de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria, de acuerdo con las funciones establecidas en los artículos 5.2, 5.3. y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acuerda emitir el siguiente informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

1. Antecedentes

Con fecha 8 de julio de 2015, ha tenido entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) escrito del Secretario de Estado de Energía, por el que se remite para su informe preceptivo la propuesta de **Real Decreto por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural**, acompañado de la Memoria de análisis de impacto normativo, con carácter urgente.

El trámite de audiencia a los interesados ha sido realizado por la CNMC a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Hidrocarburos, de conformidad con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Hasta la fecha de este informe se han recibido las alegaciones de ACOGEN, AECOSAN, AOGLP, AOP, ASPAPEL, BBG, Bolsas y Mercados Españoles, CLH, CORES, EDP, EFET, Empresas Comercializadoras de Gas, Empresas Distribuidoras de Gas, Enagas, Enagas GTS, Endesa, ENGIE Energía España, GAS INDUSTRIAL, Gas Natural Fenosa, Generalitat de Catalunya, Iberdrola, Iberian Gas Hub, Redexis gas, REGANOSA, Repsol, SAGGAS, UNESA y Viesgo.

El objeto de este documento es informar sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

2. Contenido del proyecto de real decreto

El Proyecto de Real Decreto que se informa tiene por objeto regular el mercado organizado de gas, el acceso de terceros a las instalaciones del sistema gasista, la gestión de garantías en el sistema gasista y el procedimiento de adjudicación y retribución de instalaciones de transporte primario no pertenecientes a la red troncal.

La creación del Mercado Organizado de gas natural y la modificación del sistema de acceso de terceros a la red son aspectos de gran relevancia, necesarios para la evolución del mercado gasista español, dotándolo de mayor transparencia y objetividad, buscando la armonización europea y una mayor penetración de agentes en el mercado. Se valora positivamente esta Propuesta y se considera urgente su aprobación y aplicación.

El Proyecto de Real Decreto por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, consta de 57 artículos, 2 disposiciones adicionales, 11 disposiciones transitorias y 6 disposiciones finales

Su contenido se estructura en cuatro títulos:

El Título I, Acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, regula el modelo de contratación de capacidad de las instalaciones gasistas incluidas en el régimen de acceso a terceros, estableciendo los plazos, procedimientos y plataformas para la solicitud y contratación del acceso, así como los productos estándar de contratación de capacidad, definiendo los productos, en sustitución de los artículos 3 a 9 del Real Decreto 949/2001.

Los principales cambios del modelo son la contratación desagregada de los distintos servicios, incluyendo la contratación desagregada de las entradas y salidas al punto virtual de la red de transporte, el empleo de productos estándar, la implantación de una plataforma única de solicitud y contratación de

capacidad y la reducción de los plazos de contratación, incluido el proceso de cambio de comercializador.

El Título II, Mercado Organizado de gas, regula las características y los aspectos básicos de funcionamiento del mercado organizado de gas, cuya creación se estableció mediante la Ley 8/2015, que modifica la Ley 34/1998.

En este título se desarrollan las características principales de la operativa del mercado organizado, incluyendo los tipos de productos negociados, las sesiones y los tipos de negociación, la casación de las ofertas, la notificación de las transacciones al GTS y el proceso de liquidación económica.

Además, se definen los procedimientos de aprobación de las Reglas y Circulares del mercado, los requisitos para operar en el mercado, los derechos y obligaciones de los agentes y del operador del mercado y la creación del Comité de Agentes.

El Título III, Garantías y resolución de conflictos, propone un sistema de gestión centralizada de los tres tipos de garantías necesarias para operar en el sistema gasista: las garantías para dar cobertura a posibles impagos de los peajes y cánones, las garantías para dar cobertura a los desbalances y las garantías para la operación en el mercado organizado de gas.

La gestión centralizada de las garantías será realizada por el Operador del Mercado, como Gestor de Garantías.

El Título IV, Instalaciones de transporte primario de influencia local, consta a su vez de dos capítulos: el capítulo I, que desarrolla el procedimiento de adjudicación por concurrencia de las instalaciones de transporte primario no pertenecientes a la red troncal, y el capítulo II, que desarrolla la metodología de la retribución de estas instalaciones

Además, cabe destacar entre las disposiciones adicionales y finales, por su relevancia, las relativas al **régimen de desarrollo de las inspecciones de las instalaciones receptoras de gas** (Disposición Adicional Primera y Disposición Final Primera), así como las **modificaciones en relación con el sistema de reservas estratégicas de hidrocarburos líquidos y de gas natural** (Disposición Final Tercera).

3. Título I. Acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural

El Título I del proyecto de Real Decreto regula el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

La regulación del acceso de terceros a las instalaciones, junto con la regulación del mercado organizado de gas, conforma el núcleo del proyecto de reglamento sujeto a informe.

Artículo 2. *Instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros.*

Contenido de la propuesta

El artículo 2 detalla las instalaciones que quedan incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros.

Valoración

Se valora positivamente la adecuación del listado de instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros a los nuevos desarrollos normativos.

Artículo 3. *Sujetos con derecho de acceso.*

Contenido de la propuesta

El artículo concreta los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones gasistas.

Valoración

Se valora positivamente la adecuación del listado de sujetos a la evolución normativa.

No obstante, se considera necesario concretar cuando tienen derecho de acceso a aquellos sujetos cuya actividad no incluya el suministro al cliente final, con el fin de salvaguardar la mínima afección en el libre funcionamiento del mercado de los sujetos que desempeñan actividades reguladas.

Propuesta de modificación

Se propone la siguiente redacción:

Artículo 3. *Sujetos con derecho de acceso.*

En los términos y condiciones establecidos en el presente real decreto tienen derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista los siguientes sujetos:

- i. Los comercializadores de gas natural.*
- ii. Los consumidores directos en mercado.*
- iii. El Gestor Técnico del Sistema, los transportistas y distribuidores de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) podrán ejercer el acceso a las instalaciones única y exclusivamente cuando así lo requieran para el desarrollo de las actividades para las que estén expresamente habilitados por la normativa vigente.*
- iv. ~~El Gestor Técnico del Sistema Gasista español.~~*

- ~~v. Los transportistas y distribuidores de gas natural.~~
~~vi. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).”~~

Artículo 4. Denegación del acceso.

Contenido de la propuesta

El artículo detalla los motivos tasados por los que se puede denegar el acceso y designa a la CNMC como organismo responsable de la resolución de las discrepancias entre los agentes, en lo relativo al acceso.

Valoración

Se valora positivamente la inclusión del impago de peajes y cánones y la insuficiencia de las garantías depositadas como causas de denegación del acceso, en tanto en cuanto contribuyen al mantenimiento del equilibrio económico del sistema gasista.

Se elimina la denegación de acceso basada en el principio de reciprocidad, de conformidad con lo establecido en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Artículo 5. Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad

Contenido de la propuesta

El artículo 5 crea la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad, que será habilitada por el Gestor Técnico del Sistema directamente, o a través de un tercero. En esta plataforma los operadores de las instalaciones ofertarán la capacidad disponible y, además, reconocerán los derechos de capacidad. La solicitud de capacidad lleva asociada un compromiso de adquisición del producto solicitado y está sujeta a la validación inmediata por parte del Gestor Técnico del Sistema para comprobar que se han constituido garantías suficientes, conforme al artículo 33 de la propuesta de Real Decreto.

La plataforma única de contratación de capacidad simplifica el actual procedimiento de solicitud de acceso y contratación del acceso a instalaciones gasistas, establecido en los artículos 5 y 6 del Real Decreto 949/2001, derogados con la entrada en vigor de la propuesta de Real Decreto. Los sujetos con derecho a acceso a la red solicitarán el acceso en una única plataforma donde se establecerá la comunicación necesaria con el titular de la instalación de entrada y de salida, y con el Gestor Técnico del Sistema para hacer efectiva la contratación. Con el funcionamiento telemático, los tiempos de respuesta y de validación inmediata del servicio a contratar reducirán el

procedimiento de contratación (actualmente el plazo máximo desde la solicitud de acceso hasta la respuesta es de 24 días hábiles). Asimismo, la propuesta indica que la plataforma posibilitará la contratación con suficiente antelación y tendrá en cuenta los diferentes horizontes temporales de cada producto.

En este sentido, es el Gestor Técnico el encargado de habilitar por cuenta propia o por medio de un tercero la plataforma de capacidad. Hay que añadir que será el Gestor Técnico del Sistema quien se encargue de su gestión, conforme a sus funciones como responsable de la gestión técnica del sistema.

El proceso de solicitud de acceso y contratación en las interconexiones con otros países de la Unión Europea queda excluido de la plataforma única, puesto que debe seguir lo indicado en el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión Europea. En particular, el artículo 27 regula las plataformas de reserva de capacidad. A este respecto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicó la Circular 1/2014, de 12 de febrero, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las interconexiones internacionales por gasoducto. Es la subasta el proceso de asignación de capacidad en las interconexiones con otros países de Europa.

Además, la plataforma posibilitará la contratación con suficiente antelación y tendrá en cuenta los diferentes horizontes temporales de cada producto.

La contratación se considera firme durante todo el periodo contratado, y se abonará la totalidad de los peajes conforme a la normativa vigente, incluso en el caso de no utilización de la capacidad.

La propuesta de artículo indica que los requisitos de la plataforma serán aprobados posteriormente mediante una resolución del Secretario de Estado de Energía, previa emisión de un informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Valoración

La propuesta de reglamento establece que la plataforma telemática de solicitud y contratación de capacidad será única, tanto para la contratación del acceso a la capacidad de entrada, como en la salida en los puntos de suministro.

La contratación de la capacidad de entrada mediante una plataforma única parece adecuada. Sin embargo, se recomienda perfeccionarla haciéndola coherente con los mecanismos de contratación de las conexiones internacionales. Así, se aconseja armonizar las fechas de las subastas, los productos, las solicitudes, etc., con los adoptados a nivel europeo. No sería eficiente disponer de un procedimiento armonizado a nivel europeo para las entradas internacionales y disponer de otro diferenciado y solo de aplicación doméstica al resto de entradas. En consecuencia, se propone tener en consideración lo desarrollado en la Circular 1/2014, de 12 de febrero de 2014

de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Por otro lado, tal como propone el proyecto, una plataforma única de solicitud y contratación de capacidad que gestionara de manera unificada los procesos de alta y baja de puntos de suministro, cambio de suministrador y contratación de la capacidad de acceso asociada a dichos procesos, representaría un cambio muy relevante respecto a la situación actual. Ahora, la contratación y los cambios de suministrador son gestionados por los distribuidores. Esta gestión que ha necesitado de un perfeccionamiento de los sistemas de información de las distribuidoras muy relevante y que parece no presentar problemas en la actualidad se vería alterada por la propuesta, sin que ésta aporte evidencias de poder suponer una mayor eficiencia. Por consiguiente, y en base a un principio de cautela, se recomienda no regular en el marco del presente Real Decreto el cambio de suministrador en puntos de suministro, cuestión que ha de ser debatida y meditada con mayor sosiego.

Finalmente, respecto a los requisitos de la plataforma que serán posteriormente aprobados mediante Resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la CNMC, es fundamental que contengan, al menos, información referente al proceso de asignación de la capacidad, el producto estándar de capacidad a contratar, datos del solicitante, calendario de solicitud y contratación, tiempos de respuesta de los titulares de las instalaciones y de validación, y relación con el actual sistema logístico de acceso de terceros del Gestor Técnico del Sistema, SL-ATR.

Los productos de contratación estándar se consideran firmes en el sentido de que no pueda renunciarse al contrato durante toda la vida del mismo, lo que se valora positivamente, de cara a la certidumbre sobre la situación de contratación del sistema y los ingresos del sistema.

Propuesta de modificación

Artículo 5. *Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad*

“1. El Gestor Técnico del Sistema, por sí mismo o a través de un tercero, habilitará una plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad a las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, con excepción de los puntos de suministro que se tramitarán directamente con los distribuidores y de las interconexiones con otros países de la Unión Europea cuya contratación de acceso se regula según lo dispuesto en el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) nº 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, y la normativa de desarrollo y aplicación dictada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La plataforma telemática de solicitud y contratación de capacidad a las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros será coherente con los mecanismos de contratación de las conexiones internacionales desarrollados por la Circular 1/2014, de 12 de febrero de 2014 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

~~A través de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad, se accederá al sistema de gestión unificado de los procesos de altas y bajas de puntos de suministro, cambio de suministrador y contratación de la capacidad de acceso asociada a dichos procesos.¹~~

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrán acceder a la plataforma en el ejercicio de sus competencias.

Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, serán aprobados los requisitos de esta plataforma.

2. Los operadores de instalaciones ofertarán su capacidad disponible en esta plataforma y reconocerán los derechos de capacidad contratados.

Cada solicitud de adquisición de capacidad introducida, supondrá un compromiso firme, vinculante para las partes, de adquisición del producto en cuestión.

Toda solicitud de capacidad introducida en la plataforma estará sujeta a un proceso inmediato de validación por parte del Gestor Técnico del Sistema para comprobar que se han constituido garantías suficientes, de acuerdo con lo establecido en el los artículos 33 y 34 del presente Real Decreto.

La plataforma posibilitará la contratación con suficiente antelación teniendo en cuenta los diferentes horizontes temporales de cada producto.

3. Los contratos realizados se considerarán firmes, vinculantes para las partes, durante todo el periodo contratado, debiéndose abonar el titular de la capacidad contratada la totalidad de los peajes- que correspondan de acuerdo con la normativa vigente, incluso en el caso de no utilización de la capacidad”.

Artículo 6. Productos estándar de contratación de capacidad.

¹ En el caso de que se quisiese mantener la plataforma como punto de información de los clientes finales se podría redactar este apartado de la siguiente forma :«A través de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad, se accederá a los datos 1 a 4 del apartado 2 del artículo 43 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. ~~al sistema de gestión unificado de los procesos de altas y bajas de puntos de suministro, cambio de suministrador y contratación de la capacidad de acceso asociada a dichos procesos.~~ »

Contenido de la propuesta

El artículo 6 define seis productos estándar de contratación de capacidad para las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros. Estos productos tiene un horizonte temporal de hasta quince años, e incluyen, asimismo, el producto anual, trimestral, mensual, diario e intradiario.

En el caso de la capacidad de salida, los puntos de suministro conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bares, el proyecto permite realizar contratos de duración indefinida, no asociados a los productos estándar establecidos. Además, se permite mantener la vigencia de los contratos existentes si no se modifica la capacidad contratada, se traspasa a otro comercializador o se produce la baja o suspensión del suministro. Como se ha comentado en el epígrafe previo sería conveniente no regular el suministro a cliente final en este reglamento, por lo que se propone suprimir el párrafo

El anexo I recoge el listado de servicios que se pueden ofrecer en las instalaciones reguladas, a excepción de las interconexiones con otros países de Europa.

Los productos aquí definidos y el contenido del anexo I podrán ser modificados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la CNMC.

Valoración

La estandarización de los productos de capacidad permite dotar de mayor liquidez al mercado de gas, facilitando las transacciones en el mercado secundario. Además, esta medida promueve la integración del sistema gasista nacional con el resto de Europa. Por consiguiente, se recomienda una definición de productos armonizada con la regulación europea.

Cinco de los seis productos estándar propuestos se corresponden con los definidos en el artículo 9 del Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión. El Código europeo no define un producto de duración de 15 años, sino que posibilita que en las subastas de capacidad anual, se permita contratar capacidad, como máximo, para los 15 años siguientes, estableciendo 15 contratos anuales que comienzan el 1 de octubre.

En otro orden de cosas, en función de las necesidades y posibilidades del sistema, podrían realizarse contratos con cláusulas de interrumpibilidad en las condiciones que se establezcan reglamentariamente.

Propuesta de modificación

Artículo 6. Productos estándar de contratación de capacidad.

1. Para todas las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, se definen los siguientes productos, caracterizados por una duración estándar, que podrán ser modificados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia:

- ~~a. Producto de hasta quince años: Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un año, todos los años contratados con un máximo de quince.~~
- a. Producto anual. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un año, comenzando el 1 de octubre. La capacidad anual se podrá ofertar, como máximo, para los quince años de gas siguientes.
- b. Producto trimestral. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un trimestre, comenzando el 1 de octubre, 1 de enero, 1 de abril o 1 de julio, según corresponda.
- c. Producto mensual. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un mes natural, comenzando el 1 de cada mes.
- d. Producto diario. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante un día de gas.
- e. Producto intradiario. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada desde la hora de contratación hasta el final del día de gas.

Quando así se determine, los productos estándar de capacidad podrán ser de naturaleza interrumpible en las condiciones que se establezcan reglamentariamente.

2. Para puntos de suministro conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bares, se podrá optar por la realización de contratos de acceso de duración indefinida, no asociados a los periodos estándares de contratación, manteniéndose el contrato vigente en tanto no se produzca una modificación en la capacidad contratada, el traspaso a otro comercializador o la baja o suspensión del suministro, sin que en este caso se puedan superponer varios contratos de acceso.

Salvo en el caso de causar baja en el suministro, la reducción de capacidad contratada no podrá realizarse hasta transcurrido un año de la última modificación.

~~23. El listado de productos servicios ofertados para cada una de en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, a excepción de las interconexiones con otros países de la Unión Europea, se encuentra detallado en el anexo I.~~

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá modificarse el anexo I”.

Artículo 7. Contratación del acceso al Punto Virtual de Balance del sistema de gas natural.

Contenido de la propuesta

El artículo 7 define el Punto Virtual de Balance (en adelante PVB) como un punto del sistema de transporte y distribución donde se considera localizado todo el gas que los usuarios hayan introducido en dicho sistema.

Este artículo permite a los usuarios del sistema de transporte y distribución realizar libremente transacciones comerciales con el gas situado en el PVB. Los servicios de acceso a este punto virtual se establecen mediante referencia al punto 3 del Anexo I de la propuesta de Real Decreto, que se analiza en este informe más adelante.

Valoración

Se valora positivamente la definición del PVB, que constituye la base para la creación del mercado organizado, pues es el lugar de la red de transporte y distribución donde se materializarán las transacciones de gas que se realicen en dicho mercado.

Artículo 8. *Procedimiento de asignación de capacidad.*

Contenido de la propuesta

La capacidad de las instalaciones se asignará entre los usuarios con derecho de acceso preferentemente mediante procedimientos de mercado, si bien la capacidad en instalaciones infracontratadas podrá asignarse por orden cronológico de solicitud. En el caso de nuevas infraestructuras, se podrán desarrollar mecanismos de mercado específicos.

La propuesta de Real Decreto señala que el procedimiento de asignación de capacidad mediante mecanismos de mercado se fijará por Orden Ministerial, la cual recogerá, entre otros, los productos a ofertar, las garantías exigibles y el calendario de contratación. Posteriormente, mediante Resolución del Secretario de Estado de Energía, se podrá desarrollar dicha Orden, indicando las reglas de asignación de capacidad, el precio de salida y, en su caso de reserva y el mecanismo de asignación de la capacidad que quede por adjudicar. Ambas normativas, Orden Ministerial y Resolución, deberán contar con informe previo de la CNMC.

La contratación de capacidad de salida del PVB a consumidores finales queda excluida de este régimen.

Además, en este artículo se determina que los ingresos obtenidos del procedimiento de adjudicación de capacidad adicionales a los previstos por la aplicación de los peajes de acceso serán considerados ingresos liquidables.

Valoración

Establece el artículo que *“la asignación se realizará preferentemente mediante procedimientos de mercado”*. El recurso a estos procedimientos son siempre valorados positivamente ya que desde el punto de vista de competencia, se consideran lo más idóneos para garantizar un proceso en el que los operadores interesados en contratar capacidad puedan optar a ello en condiciones de igualdad de trato y no discriminación.

No obstante, el mismo artículo prevé que se utilicen otros mecanismos (cronológicos u otros específicos pero que no se explicitan, eso sí, previo informe de la CNMC) para instalaciones infrautilizadas o para la asignación de capacidad en nuevas infraestructuras. Se recomienda un reforzamiento de la regla de acudir al mecanismo competitivo frente a otras opciones, que deben ser absolutamente residuales.

Se refiere el término infraestructuras infrautilizadas, sin entrar a definirlo, permitiendo mecanismos de asignación de capacidad no basados en mercado en las instalaciones. No obstante, la asignación de capacidad interponiendo un procedimiento cronológico puede afectar a la capacidad disponible en las subsiguientes asignaciones de capacidad mediante subasta si no se acota su horizonte temporal para evitarlo. Esto es, una asignación cronológica de capacidad por dos años, supone que la capacidad ofertada como disponible en la subasta anual, se vea modificada, mermando la eficiencia del procedimiento de mercado para la asignación de capacidad. Se recomienda que este mecanismo se use solo en casos aislados, en condiciones muy concretas, mediante un desarrollo reglamentario específico para esa situación, previa justificación de la excepcionalidad de la misma.

Estos procesos están bien tratados en el procedimiento de asignación de capacidad de las interconexiones, regido por el Código de red europeo y plasmado en la regulación española por la Circular 1/2014, de 12 de febrero de 2014 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A la vista de la experiencia acumulada, se propone extender dicho procedimiento a la asignación de capacidad del resto de infraestructuras de entrada al sistema gasista español.

Además, la propuesta de Real Decreto, en su disposición derogatoria única, deroga de manera explícita el artículo 5 del Real Decreto 949/2001 sobre solicitudes de acceso, donde se regula cómo deben realizarse las solicitudes de acceso y cuál debe ser su contenido, además de establecer el procedimiento de aprobación de los modelos de solicitudes a remitir por los usuarios a los titulares de las instalaciones. Al eliminarse este artículo, quedaría una laguna normativa respecto a las solicitudes de acceso a las instalaciones infrautilizadas.

Por otro lado, no resulta claro el contenido de la Orden Ministerial que se debe aprobar respecto a los mecanismos de mercado para asignar capacidad. En primer lugar, el artículo 6 de la propuesta de Real Decreto determina los tipos

de productos que se pueden ofrecer, sin embargo, estos deberían ser fijados en la Orden. Igualmente, debe aclararse que las garantías a las que se refiere este artículo serán las necesarias para participar en el mecanismo de asignación de capacidad que responderán por el pago de peajes.

Adicionalmente, parece más adecuado que el calendario de desarrollo del mecanismo de mercado, al cual no se refiere el artículo, al igual que el de contratación, no estén fijados en la Orden Ministerial, sino en la Resolución que la desarrolla, puesto que si fuera necesario cambiar estos calendarios por necesidades del sistema gasista, resultaría más ágil modificar una Resolución.

Para terminar, al igual que se excluye de este régimen de contratación a la contratación de capacidad de salida del PVB a consumidores finales, debe también excluirse la contratación de capacidad en las interconexiones con otros países de la Unión Europea, que está definido en el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, y la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la CNMC.

Propuesta de modificación

De conformidad con lo expuesto anteriormente, se propone la siguiente redacción del artículo 8:

Artículo 8. Procedimiento de asignación de capacidad.

1. *La asignación de capacidad de acceso a las instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros se realizará preferentemente mediante procedimientos de mercado.*

En el caso de instalaciones infracontratadas, se podrán desarrollar mecanismos de asignación de capacidad basados en criterios cronológicos de solicitud del acceso a las instalaciones, previa justificación de las condiciones que determinan que una instalación se califique como infracontratada y de la excepcionalidad de la medida. El procedimiento para su aplicación se desarrollará por Orden Ministerial.

La asignación de capacidad mediante procedimientos de mercado se realizará preferentemente de forma coordinada y compatible con la asignación de capacidad de las conexiones europeas.

Asimismo, se podrán desarrollar mecanismos de mercado específicos para la asignación de capacidad en nuevas infraestructuras.

2. *Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, se aprobarán los procedimientos de asignación de capacidad de acceso a las instalaciones del sistema gasista, que deberán contemplar, al menos, los siguientes aspectos:*
 - i. *La definición detallada del producto que se oferte, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de este Real Decreto.*
 - ii. *Las garantías exigibles para la participación en el proceso de asignación.*

- ~~iii. El calendario de contratación y el horizonte temporal de los productos a contratar~~
- iv. Porcentaje de capacidad reservada para contratos de duración inferior al año.
- v. Cuando así se determine, podrán ofertarse productos de capacidad agregados, entendiendo como tales aquellos en los que se ofrezca capacidad indiferenciada ubicada en dos o más instalaciones indistintamente, siempre que se gestionen conjuntamente, como si fueran una sola instalación.
3. Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, se podrá desarrollar el contenido de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, contemplando, al menos, los siguientes aspectos:
- i. Las reglas del procedimiento de asignación de la capacidad.
- ii. El precio de salida y, en su caso, de reserva.
- iii. El calendario de desarrollo del procedimiento de asignación y de contratación de la capacidad asignada.
- iv. El mecanismo de asignación de la capacidad no adjudicada.
- v. En los puntos en que el Gestor Técnico del Sistema determine la existencia de congestión física, se podrán ofertar productos de naturaleza interrumpible.
4. Si como resultado de la asignación de capacidad mediante procedimientos de mercado se obtuvieran ingresos adicionales a los previstos en aplicación de los peajes y cánones en vigor, estos tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.
5. Lo dispuesto en este artículo no es de aplicación a la contratación de capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales. Asimismo, tampoco será de aplicación a las interconexiones con otros países de la Unión Europea cuya contratación de acceso se regula según lo dispuesto en el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) nº 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, y la normativa de desarrollo y aplicación dictada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.”

Artículo 9. *Contratación de capacidad de salida del Punto virtual de Balance a un consumidor final.*

Contenido de la Propuesta

El artículo 9 establece que la contratación de acceso de la capacidad de salida a consumidores finales se realizará a través de la plataforma telemática prevista en el artículo 5, y requerirá la validación de la existencia de garantías suficientes a la contratación.

Como punto más destacado de la propuesta, cabe resaltar la simplificación y reducción de los plazos de tramitación del cambio de comercializador, que se

reducen a un plazo de dos días hábiles, cuando el cambio no implique ninguna modificación de los parámetros técnicos de contratación, y a siete días naturales, en caso contrario, contados en ambos casos a partir de la recepción por el distribuidor de la solicitud de cambio. Cuando el consumidor desee una fecha de cambio posterior, el cambio se realizará en dicha fecha.

Los plazos para realizar modificaciones de capacidad contratada también se reducen a siete días naturales, y el plazo se reduce a una hora para el caso de la contratación de capacidad diaria o intradiaria.

Este artículo también permite la existencia de varios contratos en un mismo punto de suministro y obliga a la instalación de telemedida cuando la duración de algún contrato sea de duración inferior a un mes.

Valoración

El Proyecto supone una modificación relevante respecto a la actual contratación del término de conducción de los peajes (o capacidad de salida a un consumidor final en la nomenclatura del proyecto de Real Decreto) que actualmente gestionan los distribuidores. La unificación de la contratación en una única plataforma de información conlleva unos cambios tan relevantes que su implantación requeriría de un mayor sosiego. Es por ello, por lo que se considera prudente no acometer este cambio en el proyecto de Real Decreto sujeto a informe.

El párrafo segundo del apartado 2 de dicho artículo regula los plazos que aplicarían a los procesos de cambios de comercializador para el sector gasista.

Al respecto, se deberían tener presente las siguientes consideraciones:

- Como punto valorable en la propuesta, cabe resaltar la simplificación y reducción de los plazos de tramitación del cambio de comercializador, que se reducen a un plazo máximo de 2 días hábiles, cuando el cambio no implique ninguna modificación de los parámetros técnicos de contratación, y a siete días naturales, en caso contrario, contados en ambos casos a partir de la recepción por el distribuidor de la solicitud de cambio. Cuando el consumidor desee una fecha de cambio posterior, el cambio se realizará en dicha fecha.
- Sin embargo, al regular exclusivamente estos plazos de los procesos de cambio de comercializador, se debe tener presente que quedarían sin regular otros aspectos muy relevantes de la gestión de las solicitudes de cambio de suministrador entre los agentes. De hecho, quedarían pendientes de abordar los criterios básicos que son necesarios al efecto en la relación entre los agentes participantes en los procesos de cambios de comercializador, el contenido mínimo de las comunicaciones necesarias para cada fase, los principios generales de la mensajería y de los formatos

que la desarrollan, y los plazos en los que deben quedar finalizados los diferentes procesos, con lo que se dejaría de actuar en la eliminación de asimetrías en las actuaciones de las empresas competidoras en ambos mercados, actuación que permitiría garantizar al consumidor el acceso al servicio contratado de forma homogénea, transparente y no discriminatoria.

- Cabe señalar al respecto que la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC acaba de aprobar en su sesión del pasado 09/07/2015 un “*Informe sobre alternativas de regulación de los procesos de cambios de comercializador*”, en el cual se aborda una propuesta de desarrollo normativo adaptado a las disposiciones de rango legal vigentes y a la situación actual de los mercados minoristas, y en el que se propone una respuesta directa, en términos operativos, a las necesidades que aparecen en los momentos clave del proceso de cambio de comercializador en los sectores de electricidad y gas natural. Se abordan los procesos de cambio de comercializador de manera homogénea para los sectores de electricidad y gas natural con el fin de facilitar la comprensión por el consumidor, máxime ante la proliferación de opciones de contratación de ofertas duales (paquete de contratación conjunto para suministros de electricidad y gas), y se propone la habilitación a la CNMC para establecer procedimientos, protocolos y formatos homogéneos en los procesos de cambios de comercializador y para los intercambios de información entre agentes, en ambos sectores. Igualmente, en esta propuesta se plantea una regulación favorecedora de la competencia, predecible y duradera que permita consolidar el proceso de liberalización de los mercados minoristas y con ello la eficiencia y sostenibilidad de los sistemas eléctrico y gasista, garantizando al consumidor el acceso al servicio contratado de forma homogénea, transparente y no discriminatoria, con independencia del sector y de la modalidad del contrato presentada. Es importante destacar que el Informe que se refiere incluye una propuesta para que todos los agentes, independientemente de su tamaño o condición (afectando por tanto a todos los comercializadores y distribuidores de gas natural y electricidad), instalen y utilicen los sistemas y los medios informáticos necesarios para la realización de sus intercambios de información.
- Con la regulación que se propone en el indicado artículo 9, se corre el riesgo de mantener una regulación asimétrica de los procesos que afectan a los sectores de electricidad y de gas natural, que al final va en perjuicio de los derechos del consumidor, además de que quedan pendientes de concretar aspectos relevantes sobre, por ejemplo, el plazo máximo de 21 días naturales para la realización de los procesos de cambios de comercializador previsto en la Ley 24/2013 y en la Ley 34/1998 (tres semanas), quedarían sin regulación todas las condiciones generales de los cambios de comercializador que ya se contemplan en la propuesta de CNMC, necesarias para una correcta contratación en un proceso de cambio de comercializador. Y sobre todo, quedarían pendientes de

desarrollo normativo los procesos de anulaciones y reposiciones, ambos inexistentes hoy en la regulación del sector gasista, lo que constituye una importante asimetría en relación con el sector eléctrico, tratándose de procesos críticos para los consumidores, especialmente en el caso de las reposiciones, y de igual modo quedaría pendiente de regulación la compleja problemática de los procesos de contratación por el comercializador de último recurso de los consumidores que transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor y sigan consumiendo energía.

- No se detallan las condiciones a las que deba atenerse el distribuidor en aquellos puntos de suministro en los que se precise realizar actuaciones sobre las instalaciones, dado que el cambio solo se producirá cuando se realicen las citadas actuaciones, que en todo caso deberían ajustarse a los plazos establecidos reglamentariamente con el límite de 21 días (tres semanas) establecido por la Ley 34/1998 (art. 74.1.t), el cual sigue en vigor tras la publicación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Tampoco se indica nada respecto al desarrollo reglamentario correspondiente al cierre de la facturación del comercializador saliente con el consumidor, que se debería realizar en el plazo de 42 días naturales como máximo (seis semanas según lo recogido en el art. 57.bis.n de la Ley 34/1998).
- Por último, se debe considerar que una regulación explícita de los plazos que afectan a los procesos de cambio de comercializador en una norma de este rango legal, probablemente impediría afrontar con la necesaria agilidad posibles reducciones de los mismos en función de los avances tecnológicos y operativos que se produzcan en el mercado minorista de gas natural.

Por otra parte deroga el artículo 5 del Real Decreto 949/2001 que regula el procedimiento de solicitudes de acceso, dejando un vacío normativo a este respecto. Es necesario establecer el procedimiento y el contenido de dichas solicitudes de acceso

En el mercado existe una tendencia al incremento de los contratos de acceso de corta duración, frente a la contratación a muy largo plazo. La realización de contratos de capacidad de corta duración, y en especial en el caso de los contratos diarios o intradiarios, por parte de los sujetos con derecho de acceso tiene por objeto la adecuación de la capacidad a su situación de balance. Para ello, es necesario que la contratación de capacidad sea flexible y pueda solicitarse con poca antelación.

En relación con el cambio de suministrador, la reducción de plazos también va en consonancia con el objetivo propuesto por el Consejo de Reguladores Europeos de Energía, de reducción del proceso de cambio de comercializador

a un día, propuesto en el documento “Bridge to 2025”, como herramienta para mejorar la competencia y la percepción por parte de los consumidores de energía del proceso de elección de suministrador.

Propuesta de modificación

Como recomendación principal se propone eliminar este artículo para

En caso de que no se considere adecuada esta recomendación, a continuación se propone la siguiente redacción del artículo 9:

Artículo 9. *Contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a un consumidor final.*

- 1. La solicitud y la contratación de acceso de capacidad de salida para el suministro a un consumidor final ~~se realizará a través de la plataforma telemática a la que hace referencia el artículo 5.1 del presente real decreto~~ y requerirá la validación previa por parte del Gestor Técnico del Sistema, de que las garantías de capacidad constituidas por el comercializador, o consumidor directo en mercado en su caso, son suficientes.*
- 2. El procedimiento y contenido de las solicitudes de acceso para la contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a un consumidor final se desarrollará por Resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia.*

Las solicitudes de acceso que supongan un cambio de comercializador requerirán la conformidad del cliente para ~~supondrán de forma automática y a partir de la fecha del mismo,~~ el traspaso desde el comercializador saliente al comercializador entrante del correspondiente contrato de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance al consumidor final.

El cambio de comercializador será efectivo en un plazo máximo de siete días naturales desde la recepción por el distribuidor o el transportista de la solicitud de cambio. Este plazo se reducirá a dos días hábiles en el caso de que el cambio de comercializador no implique ninguna modificación de los parámetros técnicos de contratación del peaje de acceso. En caso de que el consumidor desee una fecha de activación posterior, se deberá reflejar esta fecha en el contrato de suministro entre el consumidor y el comercializador entrante, y el distribuidor o el transportista hará efectivo el cambio en dicha fecha.

- 3. Las solicitudes de acceso que no supongan cambio de comercializador, incluyendo las altas de nuevos suministros y las modificaciones de capacidad contratada de suministros existentes, requerirán asimismo la comprobación previa por parte del titular de las instalaciones de que existe capacidad suficiente y se resolverán en un plazo máximo de siete días naturales a partir de la recepción de la solicitud.*

En el caso de la contratación de capacidad diaria o intradiaria, la comprobación previa de que existe capacidad suficiente se realizará en los mismos plazos de

contratación establecidos para la contratación diaria o intradiaria de capacidad de entrada al sistema, un plazo máximo de una hora.

4. *En el caso de solicitudes de acceso por parte de futuros consumidores que no estén previamente conectados a la red, se aplicará el procedimiento de solicitud de acometidas establecido en la normativa de aplicación.*
5. *En los puntos de suministro podrán suscribirse varios contratos de acceso de la misma o diferente duración. En caso de que alguno de ellos tenga duración inferior al mes, el punto de consumo deberá disponer de telemedida.*
6. *Los consumidores que formalicen contratos de duración inferior a un mes, de acuerdo a los productos definidos en el artículo 6.2, deberán disponer de equipo de telemedida operativo.*

Artículo 10. Mercado secundario de capacidad.

Contenido de la propuesta

El artículo establece de forma general los mecanismos de transmisión de capacidad por parte de los sujetos con derecho de acceso (compraventa/subarriendo, bilaterales/plataforma telemática), características generales del producto, registro de operaciones y legislación aplicable.

Valoración

Se valora positivamente el desarrollo de un mercado secundario que facilite y agilice la transmisión de capacidad entre los sujetos con derecho de acceso.

No obstante, se proponen algunas modificaciones.

El subarriendo conlleva la transmisión del derecho de nominación pero no la de la titularidad del derecho de capacidad. De acuerdo con lo establecido en la propuesta de Real Decreto, el sujeto obligado tanto al pago de peajes y cánones de acceso como a la constitución de garantías es el titular del derecho de capacidad. Por lo tanto, en caso de subarriendo, el sujeto que transmite la capacidad mantiene las obligaciones y los riesgos asociados a la titularidad de la capacidad. Por este motivo, se considera que aquellos sujetos con derecho de acceso que desarrollan actividades reguladas, esto es, el GTS, los transportistas y distribuidores y CORES, deben transmitir la capacidad exclusivamente mediante compraventa con el fin de evitar que asuman los riesgos asociados al subarriendo ya que, al tratarse de actividades reguladas, dicho riesgo sería asumido en última instancia por el sistema.

Por otra parte, no tiene sentido que como consecuencia de una venta parcial de capacidad en el mercado secundario acaben existiendo contratos sobre productos distintos a los definidos, como estándar, en el artículo 6. Los nuevos

titulares de los contratos, la capacidad contratada y el periodo tiene que quedar anotado en la plataforma para tener identificado permanentemente el titular del contrato o al titular del derecho de capacidad.

Asimismo, en relación con el registro de operaciones realizadas, se considera que la CNMC debería tener acceso, no sólo al registro de reventa de capacidad, sino también al de subarriendo con el fin de tener toda la información necesaria para el correcto desempeño de sus labores de supervisión de los mercados.

Propuesta de modificación.

Se propone por tanto, la siguiente redacción:

Artículo 10. Mercado secundario de capacidad.

- 1. La capacidad de las instalaciones del sistema gasista que esté contratada de acuerdo al régimen de acceso de terceros en vigor, podrá ser objeto de compraventa o subarriendo a otros sujetos con derecho de acceso con excepción de la capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor que se considera asociada a cada consumidor.*
- 2. Los comercializadores y consumidores directos podrán transmitir la capacidad de la que son titulares mediante compraventa o subarriendo mientras que el resto de los sujetos con derecho de acceso únicamente podrán transmitir la capacidad mediante compraventa. Todos los sujetos con derecho de acceso podrán adquirir capacidad mediante compraventa o subarriendo.*
- 3. Las operaciones de compraventa o subarriendo de capacidad podrán realizarse por la cantidad total de capacidad contratada o por una parte de la misma y por la duración temporal total contratada o por una parte de la misma, siempre que se corresponda con un producto estándar o una combinación de los mismos.*

Los usuarios podrán realizar libremente operaciones de compraventa de capacidad o subarriendo a través de acuerdos bilaterales o a través de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad. En ambos casos las operaciones deberán quedar anotadas en la plataforma telemática con independencia del método utilizado para la transacción y las operaciones de compraventa deberán ser validadas previamente por el Gestor Técnico del Sistema en relación con la suficiencia de las garantías constituidas.

Los operadores de las instalaciones tendrán la obligación de facilitar las transacciones de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad que se les notifique.

- 4. El Gestor Técnico del Sistema llevará un registro de las operaciones realizadas, de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad contratada en el sistema o, en el caso de subarriendo, el titular del derecho de nominación, así como el resto de datos de las transacción que permitan una adecuada supervisión.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, tendrán acceso telemático al registro de operaciones de reventa y subarriendo de capacidad.

5. *A la capacidad adquirida en el mercado secundario mediante compraventa le serán de aplicación todos los derechos y obligaciones que la legislación vigente aplique a los contratos realizados con los operadores de las instalaciones, incluidos, en su caso, la constitución de garantías que sean de aplicación.*

Artículo 11. Contratos de acceso a las instalaciones.

Contenido de la propuesta

El artículo designa los responsables de la redacción de los contratos marco o modelos normalizados de contratos de acceso y fija las condiciones mínimas de los contratos de acceso a suscribir con los operadores de las instalaciones.

Valoración

Se valora positivamente el desarrollo de contratos marco o modelos normalizados de contratos de acceso que faciliten los trámites para el intercambio de capacidad, en tanto en cuanto sean homologables a otros modelos similares europeos.

En cuanto a las condiciones mínimas de los contratos de acceso se propone que, en caso de impago de los peajes y cánones sean los operadores los sujetos habilitados para suspender el contrato de acceso.

Asimismo, se propone la corrección de algunos errores de carácter formal.

Propuesta de modificación

Se propone la siguiente redacción:

Artículo 11. Contratos de acceso a las instalaciones.

1. *Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los contratos marco o modelos normalizados de contratos de acceso a las instalaciones del sistema gasista y las adendas necesarias para incluir las capacidades contratadas de cada producto y periodo. Los contratos marcos o modelos normalizados serán homologables a otros similares europeos.*

En el caso de las conexiones internacionales por gasoducto con otros países de la Unión Europea, los contratos serán aprobados por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con las competencias otorgadas en la Ley 3/2013.

2. El operador de la instalación no podrá establecer condicionantes adicionales al acceso o exigir la inclusión de cláusulas adicionales que no estén contempladas en los modelos normalizados.

3. Las condiciones mínimas de los contratos de acceso a suscribir con los operadores de las instalaciones correspondientes serán las siguientes:

a. Sujeto obligado al pago de los peajes y cánones de acceso:

El sujeto obligado al pago de los peajes y cánones será el sujeto con derecho de acceso que ostente la titularidad del derecho de capacidad durante el período establecido, ya ostente dicha titularidad mediante una adquisición primaria o mediante una adquisición efectuada en el mercado secundario.

En caso de impago de los peajes o cánones por parte del comercializador, el operador de las instalaciones no podrá exigir dicho pago al consumidor.

El impago del contrato de suministro suscrito entre el consumidor y el comercializador no exime a éste de su obligación de pago por el acceso a las instalaciones.

b. Período de pago: Quince días naturales desde la fecha de emisión de la factura por parte del operador de las instalaciones.

c. Impago de los peajes y cánones: Los ~~titulares~~ operadores de las instalaciones suspenderán el contrato de acceso cuando haya transcurrido al menos un mes desde que se hubiera requerido fehacientemente el pago al sujeto que ha contratado el acceso, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, e informarán de la suspensión al Gestor Técnico del Sistema. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de acceso, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado así como fecha, identidad y contenido del mismo.

Cuando el acceso se realice directamente por parte de un Consumidor Directo en a Mercado, la comunicación deberá incluir el trámite de desconexión del consumidor de las redes por impago, precisando la fecha a partir de la que se producirá la desconexión, de no abonarse en fecha anterior las cantidades solicitadas.

Artículo 12. Procedimientos de gestión de las congestiones.

Contenido de la propuesta

La propuesta de artículo indica que los mecanismos de gestión de las congestiones se desarrollarán por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el caso de las instalaciones del sistema gasista español, excluyendo las conexiones internacionales con Europa, cuyos procedimientos aplicables serán desarrollados por la CNMC, mediante circular.

Valoración

Cabe mencionar que atendiendo a sus funciones, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicó en fecha 18 de diciembre de 2013, la Circular 1/2013, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Propuesta de modificación

Artículo 12. Procedimientos de gestión de las congestiones.

- 1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los procedimientos de gestión de las congestiones aplicables a las instalaciones del sistema gasista español.*
- 2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, mediante circular, los procedimientos de gestión de las congestiones en las conexiones internacionales con Europa previstos en el anexo I del Reglamento CE nº 715/2009, de 13 de julio.*

Anexo I. Lista de servicios estándar de contratación de capacidad

Contenido de la propuesta

El Anexo I, en su punto 3, recoge la posibilidad de que los usuarios contraten, de manera independiente, los siguientes servicios respecto al PVB:

- acceso al PVB desde la red de transporte - el usuario vehicularía gas desde un punto de entrada a la red de transporte hasta el PVB
- acceso al PVB desde la red de distribución - el usuario vehicularía gas desde la red de distribución hasta el PVB. Este servicio está limitado para las plantas de biogás que inyectan gas a la red de distribución.
- almacenamiento en el PVB – el usuario puede almacenar gas en el PVB
- salida de gas del PVB por una conexión internacional - el usuario vehicularía gas desde el PVB hasta su entrega en una conexión internacional.
- salida de gas del PVB a almacenamientos subterráneos - el usuario vehicularía gas desde el PVB hasta su entrega en los almacenamientos subterráneos.
- salida de gas del PVB a tanque de planta de regasificación - el usuario vehicularía gas desde el PVB hasta su entrega en forma de gas licuado en una planta de regasificación.

- salida de gas del PVB a un consumidor - el usuario vehicularía gas desde el PVB hasta su entrega a un consumidor final o a una línea directa a un consumidor.

Valoración

En relación a los servicios de acceso ligados al PVB, cabe reflexionar sobre la definición del servicio de salida de gas del PVB a tanques de plantas de regasificación. En el sistema gasista español no existen actualmente instalaciones de licuefacción que permitan licuar el gas de la red de transporte para su inyección a una planta de regasificación.

La entrega de gas del PVB a una planta se realizaría mediante un intercambio de gas en contraflujo, esto es, sería posible siempre que la cantidad a regasificar fuese superior a la cantidad de gas de salida del PVB hacia la planta. Además, la redacción, probablemente por error establece la entrega a la planta de gas licuado, lo que no es posible. Por ello, se propone modificar esta definición del Anexo I de manera que se recojan estas circunstancias.

La contratación de acceso a las conexiones internacionales por gasoducto con Europa está definida en el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, y la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la CNMC. La entrega de gas en una conexión internacional requiere la contratación del acceso a dicha instalación mediante un mecanismo de mercado distinto, esto es, una subasta regulada a nivel internacional, y no podría, por tanto, contratarse capacidad de salida desde el PVB hasta su entrega en una conexión internacional mediante el mecanismo regulado a nivel nacional. Por tanto, debería eliminarse el apartado 3.d. del Anexo I.

Por otro lado, en relación a los servicios susceptibles de contratación adicionales a los relacionados con el PVB, en particular los ofrecidos en las plantas de regasificación, no se recoge el servicio de bunkering que ya está siendo ofrecido en algunas plantas de regasificación españolas. Sería aconsejable aclarar si se considera incluido en alguno de los ya descritos o si precisaría de una definición diferenciada.

Propuesta de modificación

3. Punto Virtual de Balance:

~~*[...]d. Salida del Punto Virtual de Balance por una conexión internacional: Incluye el derecho al servicio de transporte de gas desde el punto de balance del sistema hasta su entrega en una interconexión internacional.*~~

~~*[...]f. Salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación: Incluye el derecho al servicio de transporte de gas desde el punto de balance del sistema hasta su entrega en forma de gas natural licuado en los tanques de una planta de regasificación. Este servicio estará limitado a la cantidad de gas nominado para regasificación en la planta para cada día.*~~

Disposición Transitoria Segunda. Procedimiento transitorio de asignación de capacidad.

Contenido de la propuesta

En relación a la capacidad de entrada, el proyecto establece un procedimiento transitorio de asignación de dicha capacidad hasta la entrada en vigor del presente Real Decreto y los plazos de respuesta en función del tipo de consumidor. Las solicitudes de asignación de capacidad se resolverán en orden cronológico de recepción.

En relación a las solicitudes de acceso con cambio de comercializador se establece un plazo máximo para su activación para consumidores industriales suministrados a presión superior a 4 bares. Sin embargo, para los consumidores a presión inferior se mantienen de forma transitoria los procedimientos de cambio de suministrador regulados en el Real Decreto 1434/2002 hasta el 1 de julio de 2018, fecha en que se establece la puesta en servicio de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad.

Valoración

Se considera que si se mantiene el redactado del Artículo 9 y no se deja para un desarrollo reglamentario posterior la contratación de los puntos de salida, se podrían adelantar los plazos de cambios de suministrador en consonancia con el acortamiento del resto de los procesos, tanto para los consumidores conectados a presión superior a 4 bar (Disposición Transitoria Segunda, apartado 2), como para los consumidores a menos de 4 bar. Por tanto, no procede hacer referencia a mantener para estos clientes los procesos regulados en el Real Decreto 1434/2002.

Propuesta de modificación

Disposición Transitoria Segunda

(...)

2. Las solicitudes de acceso de consumidores ~~suministrados a presión superior a 4 bar sin telemática~~ que no supongan cambio de comercializador, incluyendo las altas de nuevos suministros y las modificaciones de capacidad contratada de suministros existentes, requerirán la comprobación previa por parte del titular de las instalaciones de que existe capacidad suficiente y se resolverán en un plazo máximo de siete días naturales a partir de la recepción de la solicitud.

Las solicitudes de acceso con cambio de comercializador se activarán en un plazo máximo de siete días naturales desde la recepción por el distribuidor de la solicitud de cambio. Este plazo se reducirá a dos días hábiles en el caso de que el cambio de comercializador no implique ningún cambio que afecte a los parámetros técnicos de

contratación del peaje de acceso. En caso de que el consumidor desee una fecha de activación posterior, se deberá reflejar esta fecha en el contrato de suministro entre el consumidor y el comercializador entrante, y el distribuidor activará el cambio en dicha fecha.

3. ~~Para los consumidores suministrados a presión igual o inferior a 4 bar, la plataforma telemática a la que se hace referencia en el artículo 5.1 del presente real decreto deberá estar disponible antes del 1 de julio de 2018. Hasta entonces la contratación de nueva capacidad, y la modificación o baja de capacidad contratada se realizará directamente con el distribuidor de acuerdo a los procedimientos regulados en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.~~

4. (...)

Disposición Derogatoria Única. Derogación Normativa de artículos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 del RD 949/2001

Valoración

Se considera adecuada la derogación de estos artículos

4. Título II. Mercado organizado de gas

Contenido de la propuesta

El título II, Mercado Organizado de Gas, desarrolla en los artículos 13 al 32, las características y los aspectos básicos de funcionamiento del mercado organizado de gas, creado en el artículo 65.bis, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre

Adicionalmente, las Disposiciones transitorias tercera, cuarta y quinta completan algunos aspectos relacionados con dicho mercado.

En el artículo 13, *Mercado Organizado de Gas*, se recogen los principios básicos del mercado del mercado de gas. En dicho artículo se indica que el mercado organizado de gas está integrado por las transacciones libres y voluntarias de compra-venta de gas natural en el punto virtual de balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo, con entrega física de gas.

Además, la contratación a corto plazo incluirá al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente a la realización de la transacción. Este mercado se constituye como la plataforma de comercio a efectos de aplicación del Código de Balance de gas (Reglamento Europeo 312/2014).

En el artículo 14 *Productos negociados en el Mercado Organizado de Gas* se definen tres tipos de productos que se negociarán en el Mercado Organizado de Gas.

Además del producto de transferencia de titularidad del gas en el punto virtual de balance, con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción, se incluyen los productos normalizados a corto plazo y los productos normalizados locales a corto plazo, en ambos casos destinados a las acciones de balance de debe realizar el Gestor Técnico del Sistema.

Adicionalmente y previa habilitación por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar los siguientes productos relativos a la cadena de suministro de gas:

- a. Productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

- b. Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente, al de la realización de la transacción.
- c. Servicios de balance.
- d. Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.
- e. Cualquier otro producto que se considere necesario.

En los artículos 15 y 16, *Reglas del Mercado Organizado de Gas y Circulares de Mercado, Instrucciones y Guías de Usuario*, se establece el procedimiento de aprobación de las reglas y circulares del mercado, a propuesta del Operador del Mercado. Además, el operador del mercado también podrá dictar Instrucciones y Guías de Usuario.

En los artículos 17 a 21 se regulan aspectos relacionados con los sujetos que pueden actuar en el mercado, la habilitación de agentes y los derechos y obligaciones de los agentes y del operador de mercado:

El artículo 17, *Sujetos que pueden actuar en el Mercado Organizado*, añade, además de los sujetos indicados en el artículo 66.bis de la Ley 34/1998, el Gestor Técnico Global del sistema gasista portugués.

El artículo 18, *Sujeto Habilitado y Agente*, establece los requisitos básicos para que un sujeto se convierta en Agente en el mercado:

- Cumplir con los requisitos establecidos en las reglas del mercado organizado de gas
- Estar habilitados por el GTS para permitir la recepción de las notificaciones de sus transacciones
- Haber suscrito el Contrato de Adhesión a las reglas de mercado

En relación con este artículo, en la Disposición transitoria quinta, *Habilitación de los sujetos a participar en el mercado*, se establece que mientras no se desarrolle un procedimiento de habilitación para recibir notificaciones, podrán adquirir la condición de agente aquellos sujetos que en el momento de solicitud del alta se encuentren habilitados para realizar notificaciones de transacciones al Gestor Técnico del Sistema.

Los artículos 22 a 31 establecen el modelo de funcionamiento del mercado y las características de los distintos procesos que tienen lugar en el mercado:

- El artículo 24, *Plataforma del Mercado*, establece que el registro de agentes y la negociación de los productos se llevará a cabo a través de la Plataforma de mercado.

- El artículo 22. *Sesiones de negociación*, establece que el mercado se estructura en sesiones de negociación, en las cuales podrán coexistir la negociación por subasta o mercado continuo.
- El artículo 23. *Cartera de Negociación* indica que los agentes realizarán sus ofertas de compra y venta de los productos del mercado a través de Carteras de Negociación, que serán siempre de titularidad del Agente.
- El artículo 25. *Características generales de las ofertas*, establece que la presentación de una oferta de compra o venta requiere la especificación, al menos del producto ofertado, cantidad del producto y precio, y supone un compromiso firme del Agente de adquisición o entrega del producto en cuestión. Toda oferta recibida en la Plataforma del Mercado, previamente a su incorporación a la negociación, estará sujeta a un proceso de validación por parte del Operador del Mercado, en la que se comprobará, entre otras condiciones, que se han constituido garantías suficientes.
- El artículo 26. *Tipos de negociación*, define las características principales del proceso de casación de ofertas en los dos tipos de negociación previstos en el artículo 22: la negociación por subasta y el mercado continuo.
- El artículo 27. *Efectos de la casación*, establece que una vez que una oferta resulta casada, la transacción es firme, y supone, si la oferta es de compra, una obligación de adquisición del producto junto con la obligación de pago, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo, en el lugar de entrega indicado en la especificación del producto, junto con el derecho de cobro.
- Artículo 28. *Proceso de notificaciones al Gestor Técnico* establece que el GTS deberá disponer de los mecanismos para la recepción de las notificaciones asociadas a las transacciones y contratos provenientes del Operador del Mercado y de otras plataformas que puedan negociar o intermediar productos con entrega en el sistema gasista español. Los detalles de los intercambios necesarios para el desarrollo de este artículo se aprobarán por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.
- El artículo 29. *Intercambios de información del Operador del Mercado con el Gestor Técnico del Sistema* establece que el Operador del Mercado enviará cada día las prenotificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo en las sesiones de negociación de dicho día, así como todas las notificaciones asociadas a las transacciones con entrega al día siguiente de gas y las de los productos intradiarios.

Por su parte, el GTS deberá comunicar al Operador del Mercado el horizonte temporal (días de gas) para el que los sujetos habilitados están

autorizados a realizar transferencias de titularidad en el punto virtual de balance.

El día previo a cada día de gas, el Gestor Técnico del Sistema comunicará al Operador del Mercado si existe algún sujeto que, habiendo realizado una o más transacciones en el mercado con entrega en el día de gas cuando estaba autorizado para ello, ha perdido la condición de Sujeto Habilitado. Las transacciones del mencionado sujeto se considerarán no entregadas en dicho día de gas. Los resultados económicos (derechos de cobro) de las transacciones realizadas en el mercado que no resulten entregadas en el sistema se pondrán a disposición del Gestor de Garantías, para que disponga de ellas para cubrir los eventuales incumplimientos en el pago de desbalances de dicho sujeto.

El mecanismo de intercambio de información descrito en este artículo será utilizado por otras plataformas de negociación o intermediación con el Gestor Técnico del Sistema.

- El artículo 30. *Cálculo y publicación de los resultados económicos*, establece que el Operador del Mercado llevará a cabo el cálculo de las obligaciones de pago y los derechos de cobro a que den lugar las transacciones casadas de cada agente en el mercado organizado.
- El artículo 31. *Procesos de liquidación de los resultados económicos*, indica que los procesos de liquidación, que comprenden la facturación, la gestión de cobros y pagos y el cálculo de las garantías asociadas a la participación en mercado de cada agente, se realizarán según los procedimientos que se establezcan en las Reglas del Mercado.

En el artículo 32 se crea el *Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas* como un órgano consultivo que tiene por objeto conocer y ser informado del funcionamiento y de la gestión del mercado realizada por el Operador del Mercado y la elaboración y canalización de propuestas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mismo. Además se establece su composición y funciones. En la Disposición transitoria cuarta se establece un plazo máximo de dos meses para la constitución de dicho Comité a contar desde la entrada en funcionamiento del Mercado Organizado de Gas.

Adicionalmente, en la Disposición transitoria tercera se reconoce una retribución provisional a cuenta al Operador del Mercado hasta la aprobación de la retribución transitoria establecida en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, fijando para el año 2015 una retribución provisional a cuenta por importe de 2.000.000 €.

Valoración

El establecimiento de un mercado organizado de gas, con el fin de fomentar un mercado más líquido y transparente en precios, tanto para los operadores, como para los consumidores de gas es tal vez el principal tema pendiente para culminar la liberalización del mercado de gas natural en España, y conseguir su homologación con los países europeos más avanzados en este proceso de liberalización.

El desarrollo de mercados o hubs de gas es también uno de los puntos centrales del modelo objetivo de mercado europeo del gas (“gas target model”)

Las ventajas que se pueden obtener del desarrollo de un mercado organizado son:

- Disminución de las barreras de entrada al mercado del gas al proporcionar transparencia al precio del mercado, tanto para los agentes que participan en el mismo como para los consumidores.
- La eficiencia, al facilitar los intercambios de gas entre operadores con posiciones contrapuestas (cortos o largos)
- Proporcionar flexibilidad a la cartera de gas de los agentes entre sus aprovisionamientos a corto, medio o largo plazo
- Facilita a los agentes y al gestor técnico del sistema la consecución del balance diario del sistema.
- Proporciona una herramienta para la gestión de riesgos de los agentes, tanto en términos de volumen, como en evolución de precios en los mercados de futuros
- Por último, proporciona oportunidades de trading internacional, favoreciendo el desarrollo de mercados supranacionales, contribuyendo, adicionalmente, a la creación del mercado europeo.

La conformación de un mercado organizado de corto plazo es esencial para dar cumplimiento al Reglamento europeo (UE) 312/2014 de 26 de marzo de 2014 por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte. En el mismo se establece que el Gestor Técnico del Sistema, para garantizar una operación en condiciones normales de funcionamiento, puede adquirir o vender gas mediante productos normalizados a corto plazo; esto es, incrementar o disminuir el gas ubicado en la red de transporte con objeto de mantener el sistema equilibrado.

En este contexto de liberalización, la falta de un hub de gas es actualmente la principal carencia del mercado de gas en España. La existencia de un mercado líquido permitirá disponer de una señal de precios fiable y estable. La señal de precios es importante tanto para gobernar el mercado mayorista, atrayendo a los diferentes actores del mercado del gas mundial, como para proporcionar información al mercado minorista y a los clientes finales, especialmente a los clientes de mayor tamaño, de cara a la negociación de sus contratos.

La aprobación de la Ley 8/2015, que modifica la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos establece la puesta en marcha de un mercado organizado de gas, a través de la sociedad MIBGAS, e integrado por las transacciones de compra y venta del gas natural en el punto virtual de balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo con entrega física de gas. La contratación a corto plazo incluirá al menos productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente.

La constitución del mercado organizado tiene unos plazos muy cortos, ya que tiene que estar en funcionamiento el 23 de septiembre de 2015:

- Constitución del operador del mercado: En un plazo de 2 meses (antes del 23 de julio de 2015), OMEL deberá promover la adaptación de la sociedad mercantil MIBGAS a los requisitos de accionariado establecidos en el artículo 65.ter.
- Financiación del operador del mercado: Hasta alcanzar los niveles de liquidez suficientes, se incluirá como coste del sistema. En un plazo de dos meses, MIBGAS deberá hacer una propuesta de retribución y de reglas de operación, y la CNMC una propuesta de metodología de retribución en un plazo de cuatro meses.
- Comienzo de operación del mercado: El mercado organizado deberá estar en operación en un plazo máximo de cuatro meses desde la entrada en vigor de la Ley (vence el 23 de septiembre de 2015). Esto requiere que antes de esa fecha, el Gobierno apruebe las reglas del mercado. Además, será preciso desarrollar el procedimiento de compra de gas de operación a través del mercado organizado, para dotar de liquidez al mismo.
- Supervisión del mercado. La CNMC deberá publicar anualmente un informe en el que se analice el nivel de liquidez del mercado. En dicho informe recomendará las medidas necesarias para fomentar dicha liquidez, incluida la posibilidad de que los comercializadores de gas natural que ostenten la calificación de operadores dominantes estén obligados a ofertar y comprar gas en el citado mercado en las condiciones y productos que se determine reglamentariamente.

Se considera adecuado, y también urgente, el desarrollo de las reglas de funcionamiento del Mercado Organizado de gas en España.

No obstante, en base al principio de libertad de empresa reconocido constitucionalmente (art. 38), la existencia de este nuevo mercado no debería conllevar limitaciones a la existencia de otros, en la medida en que precisamente la existencia de varios modelos (y operadores que lo sustenten) es la base de la competencia efectiva y garantía de mayores beneficios a los consumidores.

Características de los mercados de gas europeos.

Para establecer unas buenas reglas de funcionamiento del mercado organizado de gas en España, es necesario examinar el funcionamiento de los mercados europeos más líquidos, y establecer unas reglas de funcionamiento similares, para facilitar la participación comercializadores de cualquier país, y el desarrollo del mercado europeo del gas.

En la Unión Europea los principales mercados de gas se encuentran en la zona noroeste, que comprende Reino Unido (NBP), Holanda (TTF), Bélgica (Zeebrugge), y Francia (PEG Nord). Otros mercados, como el de Alemania (Gas Pool y NCG), han tenido un gran crecimiento a partir del año 2010, tras la reducción a dos de las zonas de balance de gas. También tienen mercados de gas Italia y Austria, que es un punto de entrada al gas procedente del este de Europa.

La organización de comercializadores de energía europeos (EFET), destacaba en los últimos Foros de regulación del gas de Madrid como pasos más importantes para el desarrollo de los mercados de gas en su fase inicial de creación o con menor liquidez, los siguientes:

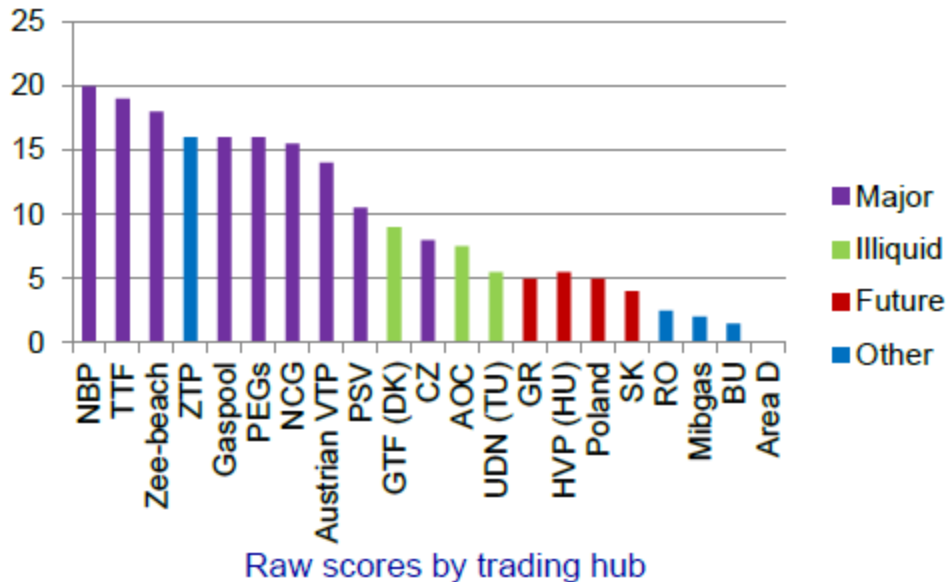
- La disposición de un mecanismo de consulta de las reglas de mercado accesible y disponible también en idioma inglés.
- La disposición de un régimen de contratación de entrada y salida con un punto virtual de comercio de gas.
- Asegurar que las transacciones en el punto virtual de comercio de gas son firmes, basadas en las reglas del mercado y con un precio de liquidación transparente.
- Asegurar que las funciones de los transportistas y gestores del sistema, los operadores del mercado organizado y otras plataformas están bien definidas.

El índice EFET, que refleja el grado de liquidez y las reglas de buena gobernanza de los mercados de gas europeos², sitúa actualmente al mercado

² El índice EFET de valoración de los mercados utiliza los siguientes indicadores:

- Disposición de un mecanismo de consulta antes de la aprobación de las normas de funcionamiento, disponible también en inglés.
- Disposición de un sistema de contratación entrada y salida independiente
- Existencia de un procedimiento de transferencia de propiedad de gas “title transfer”
- Reglas de liquidación y compensación.
- Mercado accesible a operadores financieros
- Transacciones firmes sin necesidad de intervención del TSO
- Niveles de garantías de operación no punitivas
- Mercado sin problemas estructurales (en caso de tener un operador dominante, debería operar como creador de mercado o “market maker”).
- Papel del operador de mercado claramente diferenciado del Transportista

español de gas en la posición número 12, siendo superado no sólo por los grandes mercados europeos de gas, sino también por los mercados de gas de Austria, Dinamarca, la República Checa y Eslovaquia.



Índice EFET de liquidez y buen funcionamiento de los hubs de gas en Europa. Mayo 2014.

El acceso transparente y no discriminatorio a un Mercado organizado, las reglas que garanticen la negociación anónima y la firmeza de las operaciones, la publicación de precios finales, etc., han de dotar al mercado gasista de una mayor profundidad y liquidez, equiparando su funcionamiento a los mercados europeos más avanzados.

Debe señalarse, como principal defecto de gobernanza del modelo propuesto, el proceso de discusión y elaboración de las propuestas de modificación de las reglas de mercado, por no tratarse de un proceso abierto a todos los agentes, ni suficientemente transparente, por la no inclusión de los organismos y autoridades reguladoras y supervisoras del mercado en el organismo consultivo creado al efecto, ni de otros agentes, como otras plataformas de mercado, clientes o brokers, así como el excesivo protagonismo y control que se asigna al Operador del Mercado Organizado.

- Con acuerdo para la resolución de disputas transfronterizas
- Con un precio de mercado
- Con contratos estándares de transferencia de titularidad de gas
- Con presencia de agencias de reporte de precios en el Hub
- Con posibilidad de market makers voluntarios
- Con presencia de brokers
- Existencia de un gas Exchange
- Con un índice de precios fiable y que se convierte en una referencia de mercado.

Adicionalmente, es preciso fomentar la liquidez del Mercado Organizado de gas, en particular en su fase inicial de desarrollo, por lo que se considera necesaria la inclusión de un mandato adicional, para el desarrollo de una propuesta de procedimiento de compra de gas de operación a través del mercado organizado.

Consideraciones sobre la distinción entre el Mercado Organizado de gas y otras plataformas de comercio.

Varios artículos de la propuesta son de aplicación tanto al Mercado Organizado de Gas como a cualquier otra plataforma de mercado o de comercio. Un ejemplo de los procesos válidos para cualquier plataforma de comercio son el artículo 28, Notificaciones, y el artículo 29, Intercambios de información.

Como consideración general, es necesaria la revisión de todos los artículos del título II para añadir el término “organizado” cada vez que se haga relación al Mercado Organizado de Gas, al Operador del Mercado Organizado o a la Plataforma del Mercado Organizado, para distinguirlo de otros Mercados o plataformas de mercado de gas.

De la misma manera, en aquellos artículos que sean válidos para cualquier plataforma de comercio, se deben sustituir las referencias al Mercado Organizado de Gas por plataforma de comercio.

Consideraciones sobre la designación del operador del mercado

La DT 1ª de la Ley 8/2015 establece el mandato para la constitución del operador del mercado asignándole tal función a MIBGAS. Sin perjuicio de lo establecido en la referida norma de rango legal, habría sido preferible recurrir a un procedimiento competitivo para la determinación del operador del mercado organizado gasista. Con ello se renuncia a que hipotéticos operadores más eficientes, candidatos en una licitación pública, pudieran ofrecer mejores condiciones económicas o de calidad, trasladables a los consumidores en forma de precios más competitivos.

Consideraciones sobre los productos negociados en el Mercado Organizado de Gas.

El artículo 68.bis de la Ley 34/1998 establece que el mercado organizado de gas estará integrado por transacciones de compra y venta de gas natural en el punto virtual de balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo, con entrega física de gas. La contratación a corto plazo incluirá al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente. Además, dicho artículo habilita a que el mercado organizado integre otras transacciones (de compra y venta de gas o de otro tipo) que reglamentariamente se determinen.

Los productos normalizados a los que el GTS puede acceder a efectos de mantener el sistema gasista en balance están definidos en el artículo 7 del Reglamento (UE) nº 312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte, que se recogen en la Circular 2/2015 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista. Por otra parte el producto normalizado a corto plazo (artículo 14.b) no es un producto diferente del producto normalizado de transferencia de titularidad en el punto virtual de balance, definido en el artículo 14.a. Para evitar confusiones, puede eliminarse de la propuesta la especificación en sus puntos *b* o *c*, o pueden adaptarse las definiciones del Real decreto hasta hacerlas coincidir con las del Reglamento europeo.

Igualmente, el artículo 8 del citado Reglamento europeo asigna a la autoridad reguladora competencias en relación con los servicios de balance que afectan a la red de transporte, que podrá tener en cuenta el tiempo de respuesta, su coste, el punto de entrega o retirada de gas, etc. Estas competencias quedan recogidas en la Circular 2/2015 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, y así debería reflejarse también en el Real Decreto

El punto 1 del artículo 13 del Proyecto de RD se establece que el mercado organizado de gas está integrado por transacciones libres y voluntarias de compra y venta de gas natural a corto plazo, con entrega física en el punto virtual de balance. Si bien se considera correcto y conveniente el establecimiento de un mercado organizado de gas de corto plazo, por sus ventajas inherentes a favor de la mejora de la competencia en este sector, y considerando que los agentes económicos no han desarrollado este mercado durante la década y media transcurrida desde la liberalización, no se considera adecuado que el mercado organizado se extienda a horizontes temporales que van más allá del corto plazo, dado que actualmente existen en el mercado plataformas de intermediación que podrían actuar en competencia.

Adicionalmente se propone clarificar la redacción de que el mercado de corto plazo abarca, como máximo, hasta el último día del mes siguiente.

Siguiendo la máxima regulatoria que señala que «*la mejor regulación es la que no existe*», porque los mecanismos de mercado, cuando se dan las condiciones apropiadas, son los que mejor asignan los recursos, se propone por razones de eficiencia económica que las transacciones a largo plazo sean libres y no estén condicionadas a la regulación. Por lo tanto, se considera que se ha de eliminar en el artículo 14 el párrafo que corresponde a las transacciones de productos con horizonte de entrega mayor al último día del mes siguiente.

Propuesta de modificación

Artículo 13. Mercado Organizado de Gas.

El Mercado Organizado de Gas está integrado por transacciones libres y voluntarias de compra y venta de gas natural a corto plazo con entrega física en el punto virtual de balance, así como el resto de productos definidos en el artículo 14.

La contratación de gas natural a corto plazo abarca los productos cuyo horizonte de entrega se incluye entre el propio día y, como máximo ~~mínimo~~, el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

(...)

Artículo 14. Productos negociados en el Mercado Organizado de Gas.

En el Mercado Organizado de Gas se negociará, como mínimo los siguientes productos:

- a. Productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el punto virtual de balance con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.
- b. Producto normalizado a corto plazo consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en el punto virtual de balance que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance.
- c. Producto normalizado local a corto plazo consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en un punto o conjunto de puntos determinados de entrada o de salida de la red de transporte ~~al/desde el punto virtual de balance~~ que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance.

Adicionalmente y previa habilitación por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar los siguientes productos relativos a la cadena de suministro de gas:

- a. Productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.
- b. ~~Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.~~
- c. Servicios de balance basados en la compraventa de gas promovidos por el Gestor Técnico del Sistema. Los servicios de balance que afecten a la red de transporte cumplirán lo dispuesto en la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.
- i. Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.
- j. Cualquier otro producto que se considere necesario.

Consideraciones sobre Reglas del Mercado Organizado de Gas.

A efectos de facilitar la participación en el mercado de agentes portugueses y europeos en general, se propone añadir la obligación de elaboración de una versión inglesa y otra portuguesa de las reglas de mercado, a efectos informativos.

Propuesta de modificación

Se propone la adición del siguiente párrafo al artículo 15

El Operador de Mercado deberá publicar en su página web una versión inglesa y otra portuguesa de las Reglas y Circulares de Mercado tras su aprobación y modificación. En caso de discrepancia, prevalecerá la versión española como legalmente vinculante, ofreciéndose la versión inglesa y la portuguesa a título informativo.

Consideraciones sobre Circulares de Mercado.

El artículo 16 fija cómo se elaborarán y ejecutarán las Circulares que determinarán los detalles de los diferentes procesos y productos del mercado organizado, donde se negociarán los productos señalados en el artículo 14, entre los que se cita la posibilidad de negociar los servicios de balance a los que el GTS puede acceder para mantener, entre otros, la red de transporte dentro de condiciones normales de explotación.

Adicionalmente, parece prudente que pudiendo emitir el Operador de mercado organizado de gas instrucciones para desarrollo operativo o interpretación de las Reglas o Circulares, sin la aprobación del Regulador, estas se circunscriban a lo mínimo necesario.

Este artículo no puede aplicarse a los servicios de balance ya que, como se ha indicado antes, el artículo 8 del Reglamento (UE) nº 312/2014, que se recoge en la Circular 2/2015 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, asigna a la autoridad reguladora competencias en relación con estos servicios.

Propuesta de modificación

Artículo 16. Circulares de Mercado, Instrucciones y Guías de Usuario.

[...]

En aquellos casos en que sea estrictamente necesario o urgente para la correcta operación del mercado organizado de gas, y siempre de acuerdo a un principio de operación prudente, El Operador del Mercado organizado de gas podrá dictar las Instrucciones que resulten necesarias con objeto de responder a la necesidad de introducir detalles operativos o cuestiones de interpretación de las Reglas o Circulares de Mercado. Estas Instrucciones, una vez publicadas por el Operador del Mercado

organizado de gas, se notificarán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia y al Comité de Agentes del Mercado.

El Operador del Mercado organizado de gas podrá elaborar Guías de Usuario para la eficaz operación y la adecuada utilización por los Agentes de los sistemas informáticos y la Plataforma del Mercado que la normal operación del mismo requiera.

Lo dispuesto en este artículo no es de aplicación a los servicios de balance promovidos por el Gestor Técnico del Sistema para el mantenimiento de la red de transporte en balance, que se regirán por lo dispuesto en la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.”

Consideraciones sobre los sujetos que pueden actuar en el Mercado Organizado de Gas

Se considera necesario concretar los motivos por los que se otorga el derecho a actuar en el mercado organizado de gas a aquellos sujetos cuya actividad no incluya el suministro al cliente final, con el fin de salvaguardar la mínima afección en el libre funcionamiento del mercado, de los sujetos que desempeñan actividades reguladas.

Propuesta de modificación

Se propone la siguiente redacción:

Artículo 17. Sujetos que pueden actuar en el Mercado Organizado de Gas.

Podrán actuar en el Mercado Organizado de Gas, entre otros, los siguientes sujetos o sus representantes:

- i. El Operador del Mercado Organizado de Gas.*
- ii. Los comercializadores de gas natural.*
- ~~*iii. Los transportistas y distribuidores de gas natural.*~~
- ~~*iv. Los consumidores directos en mercado, entendidos como aquellos consumidores que hayan contratado capacidad de acceso a la instalación de transporte o distribución a la que estén conectados para su propio consumo, independientemente de si adicionalmente han suscrito un contrato ordinario con un comercializador.*~~
- ~~*v. El Gestor Técnico del Sistema Gasista español.*~~
- ~~*vi. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).*~~
- vii. Cualquier otro sujeto que realice operaciones de compra venta de gas con el resto de los participantes del mercado sin acceder a instalaciones de terceros con las limitaciones incluidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre.*
- viii. El Gestor Técnico Global del sistema gasista portugués.*
- ix. El Gestor Técnico del Sistema, el Gestor Técnico Global del sistema gasista portugués, los transportistas y distribuidores de gas natural y la Corporación de*

Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) podrán actuar en el Mercado Organizado de Gas, única y exclusivamente, cuando así lo requieran para el desarrollo de las actividades para las que estén expresamente habilitados por la normativa vigente.

Consideraciones sobre Sujeto Habilitado y Agente

Con el objeto de enfocar y clarificar la definición de agente se propone añadir al mismo el calificativo de Agente del Mercado, como aquél que puede negociar en el mercado organizado de gas.

Asimismo, se permite la negociación de productos, tanto en el sistema gasista español, como en el sistema gasista portugués. En ese caso, el Agente del Mercado podría necesitar una habilitación como sujeto del gestor técnico portugués, por lo que se propone modificar el párrafo.

Propuesta de modificación.

Artículo 18. Sujeto Habilitado y Agente del Mercado Organizado de gas.

Se entiende por Sujeto Habilitado aquel que, pudiendo actuar en el Mercado Organizado de Gas, ha cumplido los requisitos exigidos por el Gestor Técnico del Sistema gasista español para permitir la recepción de las notificaciones de sus transacciones conforme a la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Agente del Mercado Organizado de Gas es aquella persona jurídica que, habiendo adquirido la condición de Sujeto Habilitado, suscrito el Contrato de Adhesión a las Reglas del Mercado y cumplido con los requisitos establecidos en las Reglas a las que se hace referencia en el artículo 15 del presente real decreto, está habilitado para negociar en el mercado organizado de gas.

Dependiendo de los requisitos cumplidos en el sistema gasista español y portugués, los Agentes podrán ~~estar habilitados para~~ negociar los productos con entrega en el sistema gasista español, en el sistema gasista portugués, o en ambos sistemas.

Los Agentes podrán participar en el Mercado Organizado de Gas directamente o a través de un representante. En este caso, el representado asumirá la plena responsabilidad por todos los actos del representante en el Mercado Organizado de Gas en su nombre.

Consideraciones sobre Creadores de Mercado

No se considera necesario especificar que las Reglas de mercado establecerán las condiciones de participación “voluntaria” de agentes creadores de mercado.

Propuesta de modificación.

Artículo 20. Creadores de Mercado.

Adicionalmente a lo establecido en la disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y con objeto de fomentar la liquidez de productos admitidos a negociación en el Mercado Organizado de Gas, las Reglas del Mercado establecerán los términos y condiciones de participación voluntaria de agentes creadores de mercado.

Consideraciones sobre Funciones del Operador del Mercado Organizado.

Entre las diversas funciones del Operador del Mercado se incluye la (xv) de comunicar a las autoridades competentes los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento del mercado y de las situaciones que puedan resultar anómalas.

Este redactado iría en línea con el artículo 15 del Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía:

«Cualquier persona que gestione operaciones a título profesional con productos energéticos al por mayor deberá avisar con la mayor brevedad a la autoridad reguladora nacional si sospecha razonablemente que una operación puede constituir una infracción de los artículos 3 o 5³.

Las personas que gestionen operaciones a título profesional con productos energéticos al por mayor establecerán mecanismos y procedimientos eficaces para detectar las infracciones de los artículos 3 o 5».

Al igual que se ha reflejado el primer párrafo del artículo 15 del Reglamento en el apartado xv, se podría recoger el segundo párrafo, con el objeto de ser más específicos en las obligaciones del operador de mercado y así obtener un mejor aprovechamiento del conocimiento técnico de éste y por tanto una mejor y más completa supervisión de las transacciones realizadas.

En todo caso, al menos se propondría una redacción alternativa, en la que se explicitan las conductas que debe reportar el operador de mercado según el artículo 15 del Reglamento (UE) N° 1227/2011 (REMIT)

Propuesta de modificación.

Artículo 21. Funciones del operador del Mercado Organizado

xv. Comunicar a las autoridades competentes los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento del mercado, como la manipulación o tentativa de manipulación del mercado y la realización de operaciones con información privilegiada, y de las situaciones que puedan resultar anómalas, siempre teniendo en cuenta la

³ El artículo 3 establece la prohibición de realizar operaciones con información privilegiada y el artículo 5 la prohibición de manipulación o tentativa de manipulación del mercado.

información a disposición del Operador del Mercado. Para ello establecerá mecanismos y procedimientos eficaces para detectar estos comportamientos y situaciones

Consideraciones sobre Cartera de Negociación.

No debe confundirse la cartera de negociación en el mercado organizado del agente del mercado, con la cartera de balance del sujeto habilitado por el GTS, ya que la cartera de balance puede verse afectada por transacciones realizadas, tanto en el mercado organizado, como en otros mercados. Por consiguiente, se propone clarificar la terminología del artículo.

Propuesta de modificación

Artículo 23. *Cartera de Negociación en el Mercado Organizado de gas.*

Los Agentes, o sus representantes, realizarán sus ofertas de compra y venta de los distintos productos a través de Carteras de Negociación en el Mercado Organizado de Gas, que serán siempre de titularidad del Agente.

Todo Agente podrá disponer de una o varias Carteras de Negociación en el Mercado Organizado de Gas de su titularidad.

Cada Cartera de Negociación en el Mercado Organizado de Gas permitirá únicamente la negociación de productos con entrega en un mismo sistema gasista.

Consideraciones sobre Efectos de la Casación.

El gas de cada sujeto habilitado (con cartera de balance) debe contabilizarse en el momento que se notifica, conforme al Reglamento (UE) nº 312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte. Dichas notificación debe realizarse el día anterior al día de gas o dentro del día de gas. Las posibles prenotificaciones no deben tener efectos en el cálculo del balance de gas por usuario y, en aras a una mayor claridad del texto, se propone su supresión. Si se deciden mantener debe establecerse que la prenotificación al GTS se realiza únicamente a efectos informativos, ya que no están previstas consecuencias jurídicas por el hecho de la notificación.

Por otra parte el último párrafo del artículo es confuso. Cuando el sujeto ya no está habilitado, no se produce la entrega, pero sí establece el artículo que el Operador del Mercado Organizado puede realizar la notificación. Y, produciéndose la notificación, esta causa efectos a la hora de producir un desbalance.

Con la redacción actual se traslada el riesgo del mercado a riesgo de desbalance; esto no debería ser así: el coste del incumplimiento de una

operación casada en mercado debe ser asumido por los acreedores, por las contrapartes, por las garantías o la cámara. En otras palabras, las liquidaciones asociadas a las transacciones del mercado organizado deben ser cubiertas por las garantías que establezca el operador de dicho mercado organizado.

De igual manera, las liquidaciones de los cargos por desbalance deben estar cubiertas por las garantías que establezca el gestor técnico del sistema conforme al código de red de balance. De esta forma se minimizan los riesgos y se circunscriben a su correcto ámbito. Así, por ejemplo, el impago atribuible a un usuario que no asume sus compromisos en el mercado organizado no puede originar problema alguno al resto de los sujetos con cartera de balance, quienes no deben sufrir las consecuencias que se derivarían del mismo. Máxime cuando ese sujeto puede no hacer uso del mercado organizado para mantener su balance.

Trasladar riesgos de transacciones realizadas en el mercado organizado, que pueden dar lugar a obligaciones de entrega física⁴ (hasta para un periodo de dos meses) al sistema físico, y por tanto, a los desbalances, haría que las garantías a constituir por desbalance fuesen caras, afectando como se ha dicho no sólo a agentes que utilizan el Mercado Organizado, sino a cualquier agente con cartera de balance.

Por otra parte, si el riesgo del mercado organizado se traslada al sistema de desbalances, mientras que el riesgo de las transacciones OTC se queda en las contrapartes, existiría una asimetría, que favorecería el mercado organizado en detrimento de otro tipo de transacciones u otras plataformas de mercado.

Por tanto, se propone dejar al desarrollo de las Reglas de Mercado la definición completa de estos aspectos, manteniendo una discusión sobre los mismos más precisa y sosegada.

Propuesta de modificación

Artículo 27. Efectos de la casación.

Una vez que una oferta resulta casada, la transacción es firme, conllevando, si la oferta es de compra, una obligación de adquisición del producto, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo, en el lugar de entrega indicado en la especificación del producto. Adicionalmente conlleva, respectivamente, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción.

La transacción se entenderá perfeccionada en el momento de la casación y ejecutada en el momento de la notificación por parte del Operador del Mercado al Gestor Técnico del Sistema. La entrega en cada Día de gas del producto se entenderá efectuada en el momento de la notificación.

⁴ En el mercado eléctrico donde el riesgo del fallo en la entrega física solo está abierto un día.

~~La transacción se prenotificará al Gestor Técnico del Sistema el día que haya sido perfeccionada.~~

~~En el caso de haber perdido la condición de Sujeto Habilitado en el momento de la notificación, la entrega se entenderá no efectuada pero sí notificada, quedando sujeta a las normas de liquidación de garantías que se contemplen en las Reglas de Mercado desbalance.~~

Consideraciones sobre Proceso de notificaciones al Gestor Técnico

El proceso de notificaciones al GTS se encuentra definido en el artículo 5 del Reglamento (UE) nº 312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte, que recoge la Circular 2/2015 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista. Dado que el proceso de notificación viene definido en el Reglamento y en la Circular 2/2015 no resulta necesario establecer una redacción alternativa a la ya recogida.

Propuesta de modificación

Artículo 28. Proceso de notificaciones al Gestor Técnico del Sistema

~~El Gestor Técnico del Sistema recibirá las notificaciones del Operador del Mercado Organizado conforme a lo establecido en la Circular 2/2015 de la CNMC por la que establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista dispondrá de los mecanismos técnicos y operativos necesarios para la recepción de las notificaciones asociadas a las transacciones y contratos provenientes del Operador del Mercado y de otras plataformas que puedan negociar o intermediar productos con entrega en el sistema gasista español.~~

~~Los detalles de los intercambios necesarios para el desarrollo de este artículo se aprobarán por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.”~~

Consideraciones sobre Intercambios de información del Operador del Mercado con el Gestor Técnico del Sistema

El artículo 29 de la propuesta de Real Decreto vuelve a tratar de nuevo el procedimiento de notificación al GTS de las transacciones de gas que tienen lugar en el mercado organizado, desde el punto de vista de la comunicación del GTS con el operador del mercado. En consonancia con lo expuesto en la valoración de los artículos 27 y 28 de la propuesta, sería necesario eliminar las referencias al procedimiento de notificación de transacciones, que viene establecido en el artículo 5 del Reglamento⁵ (UE) nº 312/2014, de la Comisión.

⁵ Reglamento (UE) nº 312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte, recogido a su

En cualquier caso, debe indicarse que la habilitación concedida por el GTS se debe referir sólo a la capacidad de notificar transacciones, y no puede, por tanto, limitar los periodos en los que el usuario puede realizar transacciones de gas en el mercado.

Asimismo, la Circular 2/2015 de la CNMC ya considera el procedimiento de comunicación e inhabilitación de Sujetos Habilitados y su tratamiento, como parte del desarrollo de las reglas de balance de la red de transporte, por lo que se no es necesaria una nueva referencia al mismo.

Finalmente, debe indicarse que el Reglamento (UE) nº 312/2014, en su artículo 23, establece que el gestor de la red de transporte debe calcular el cargo por desbalance diario mediante la multiplicación de la cantidad de desbalance por la tarifa de desbalance, y que los usuarios recibirán o abonarán al gestor de la red de transporte el cargo así calculado según el signo de su cantidad de desbalance⁶. Esto es necesario para mantener la neutralidad económica del gestor de la red, que el Reglamento decreta en el artículo 29⁷

Por otra parte, tal como señala el artículo 4 del mismo Reglamento (UE) nº 312/2014, cuando las responsabilidades del balance se hayan transferido a una entidad, el Reglamento se aplica a dicha entidad, de acuerdo con la normativa nacional aplicable⁸

vez en la Circular 2/2015 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista

⁶ Artículo 23 del Reglamento (UE) nº 312/2014

“Tarifa de desbalance diaria

[...]

2. Las tarifas de desbalance diarias se aplicarán de la forma siguiente:

- a) si la cantidad de desbalance diaria de un usuario de red para el día de gas es positiva, se considerará que ha vendido al gestor de la red de transporte una cantidad de gas equivalente a la cantidad de desbalance diario por lo que tendrá derecho a recibir del gestor de la red de transporte un crédito sobre los cargos de desbalance diarias, así como
- b) si la cantidad de desbalance diario de un usuario de red para el día de gas es negativo, se considerará que ha comprado al gestor de la red de transporte gas una cantidad equivalente a la cantidad de desbalance diaria, por lo que estará obligado a abonar cargos de desbalance diarios al gestor de la red de transporte.”

⁷ Artículo 29 del Reglamento (UE) nº 312/2014

“Principios de neutralidad

1. El gestor de la red de transporte no ganará ni perderá con el pago y cobro de las tarifas de desbalance diarias, las tarifas intradiarias, las tarifas por acciones de balance y otras tarifas relacionadas con sus actividades de balance, que se considerarán realizadas para cumplir las obligaciones recogidas en el presente Reglamento”

⁸ Artículo 4 del Reglamento (UE) nº 312/2014

“Principios generales

[...]

4. En una zona de balance en la que opere más de un gestor de red de transporte, el presente Reglamento se aplicará a todos los gestores de redes de transporte de dicha zona de balance.

En la normativa española, el balance del sistema es función del GTS, y por tanto, cuando el Reglamento refiere “gestor de red” debe entenderse GTS. En consecuencia, la liquidación de desbalances no puede ser función de ninguna otra entidad que no sea el GTS, que es el encargado de mantener el balance del sistema.

Por consiguiente, el GTS es el encargado de establecer el nivel de garantías por desbalance que constituye cada sujeto habilitado con cartera de balance y también es el encargado de calcular los desbalances en los que puede haber incurrido cada sujeto y si existe una insuficiencia de garantías para cubrir sus posiciones de desbalance. La Circular 2/2015 de la CNMC establece un proceso de comunicación de sujetos inhabilitados desde el GTS al Operador. Por tanto, es innecesaria, como se propone en el artículo 29.1 una comunicación diaria del GTS al operador de mercado organizado, sobre la situación de todos los agentes, y bastará con una comunicación puntual cuando un sujeto pierda su condición de habilitado.

En consonancia con lo dicho en apartados anteriores se propone eliminar la referencia a las prenotificaciones, y a la posibilidad de enviar notificaciones en nombre de un sujeto inhabilitado.

Propuesta de modificación

Artículo 29. *Intercambios de información del Operador del Mercado Organizado de gas con el Gestor Técnico del Sistema*

~~1. El Gestor Técnico del Sistema comunicará al menos una vez al día al Operador del Mercado los días de gas para los que los sujetos habilitados están autorizados a realizar transferencias de titularidad en el punto virtual de balance.~~

~~El Operador del Mercado utilizará esta información en el proceso de validación de las ofertas, no permitiendo a los Agentes la realización de ofertas asociadas a productos que incluyan periodos de entrega para los que no esté autorizado.~~

~~2. El Operador del Mercado enviará cada día al Gestor Técnico del Sistema las prenotificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo en las Sesiones de Negociación de dicho día, que incluirán, la suma de todas las energías correspondientes a las transacciones de compra y de venta con entrega en dicho día de gas, para cada sujeto que puede actuar en el Mercado Organizado de Gas.~~

~~3. 1. El Operador del Mercado organizado de gas enviará cada día al Gestor Técnico del Sistema las notificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo con entrega el día siguiente de gas, que incluirán para cada día la suma de todas las~~

En caso de que la responsabilidad de mantener estas redes de transporte se haya transferido a una entidad, el presente Reglamento se aplicará a dicha entidad en la medida que determine la normativa nacional aplicable.”

energías correspondientes a las transacciones de compra y de venta con entrega en dicho día de gas para cada sujeto que puede actuar en el Mercado Organizado de Gas.

En el caso de productos intradiarios el Operador del Mercado organizado de gas enviará al Gestor Técnico del Sistema las notificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo en dicho día de gas.

~~La pérdida de la habilitación de un sujeto para enviar notificaciones desde el momento del perfeccionamiento de la transacción hasta su notificación, no podrá ser causa del rechazo de dicha notificación.~~

~~4.2. El día previo a cada día de gas, el Gestor Técnico del Sistema comunicará al Operador del Mercado organizado de gas si existe algún sujeto que, habiendo realizado una o más transacciones en el mercado con entrega en el día de gas cuando estaba autorizado para ello, ha perdido la condición de Sujeto Habilitado. Las transacciones del mencionado sujeto se considerarán no entregadas en dicho día de gas.~~

~~En las liquidaciones del mercado, las cantidades que debieran abonarse al sujeto que haya perdido la condición de Sujeto Habilitado, según los resultados económicos de las transacciones que no hubieran sido entregadas, y en la parte que no sea necesaria para cubrir obligaciones de pago en el mercado, se pondrán a disposición del Gestor de Garantías para que disponga de ellas, con el objeto de cubrir los eventuales incumplimientos en el pago de desbalances de dicho sujeto.~~

~~5. 3. El Operador del Mercado organizado de gas y el Gestor Técnico del Sistema desarrollarán el protocolo de colaboración y los procedimientos necesarios para establecer los mecanismos de coordinación, las responsabilidades, los procesos y medios para el intercambio de información, determinar la información intercambiada y las actuaciones a realizar por ambas entidades para asegurar el correcto funcionamiento del Mercado Organizado de Gas.~~

~~6. 4. Los detalles de los intercambios necesarios para el desarrollo de este artículo se aprobarán por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. El mecanismo de intercambio de información descrito en este artículo será utilizado por otras plataformas de negociación o intermediación con el Gestor Técnico del Sistema.”~~

Se propone añadir el siguiente párrafo al **artículo 31**

Artículo 31. Procesos de liquidación de los resultados económicos en el Mercado Organizado de gas

[...]

En caso de que un agente pierda la condición de Sujeto Habilitado, y dicho agente presente algún incumplimiento de pago de peajes o desbalances en el sistema gasista, el Operador de Mercado Organizado retendrá el abono de los resultados económicos de las transacciones económicas realizadas por dicho sujeto en el mercado, en tanto no se solvente el pago de todas sus obligaciones económicas con el sistema gasista.

Consideraciones sobre el Comité de Agentes del Mercado.

Uno de los aspectos claves de la constitución de un mercado exitoso es la disposición de un foro adecuado de discusión y de elaboración de propuestas para el buen funcionamiento del mercado.

Aunque la constitución de un organismo consultivo de este tipo se considera adecuada, debe tenerse en cuenta el riesgo de existencia de problemas de competencia por la presencia conjunta de operadores en un determinado ente debido al posible intercambio de información comercialmente sensible. Siempre es preferible que la participación de estos operadores (o agentes en este caso) se realice mediante los trámites de consulta pública, y no mediante reuniones o foros ad hoc.

En primer lugar, se otorga un excesivo protagonismo al Operador del Mercado Organizado. Así por ejemplo, el Comité de Agentes solamente puede proponer modificaciones en las normas de funcionamiento al Operador de Mercado, pero no contempla que el Comité de Agentes pueda elevar las propuestas de modificaciones de las Reglas del Mercado directamente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, ya que esta función se reserva en exclusiva al Operador de Mercado Organizado, que por lo tanto, no está obligado a elevar ni siquiera a poner en conocimiento del MINETUR y la CNMC, las propuestas acordadas por el Comité de Agentes.

Por otra parte, se limita la participación en el Comité de Agentes a los agentes registrados en el mercado. Se considera que esta es una carencia estructural y de gobernanza muy importante, ya que su composición no incluye ni a los Organismos Reguladores y Supervisores del mercado, ni a otros sujetos que sin ser agentes, tienen interés en los procesos de funcionamiento del mercado.

Por otra parte, un foro que aglutine a todos los competidores en un mercado, puede plantear problemas de competencia, por la posibilidad de adopción en dicho foro de acuerdos contrarios a la libre competencia en el mercado.

También sería adecuado que este foro permitiese la participación de otros sujetos que no son agentes del mercado, pero que se ven influidos por su funcionamiento. Tal es el caso de los distribuidores y transportistas de gas, o de otras plataformas de mercado, ya que varios de los procedimientos del mercado no son exclusivos de la operativa del Mercado Organizado, sino que son comunes para cualquier plataforma de mercado.

Tampoco resulta adecuado que el Comité de Seguimiento del Mercado apruebe su propio reglamento de funcionamiento interno (y en particular el procedimiento de adopción de acuerdos y de renovación de sus miembros), siendo esta una cuestión que requiere su aprobación en las Reglas de Mercado

Por ello, se propone sustituir el denominado Comité de Agentes por un Comité de Seguimiento del Mercado, con una mejor representatividad de los sujetos que actúan en el sector gasista y los organismos supervisores y reguladores, y unas mejores reglas de gobernanza del mismo.

Propuesta de modificación

Artículo 32. Comité de Agentes del Mercado de Seguimiento del Mercado de gas

El Comité de Seguimiento del Mercado de Agentes del Mercado Organizado de Gas se configura como un órgano ~~consultivo~~ que tiene por objeto conocer y ser informado del funcionamiento y de la gestión del mercado realizada por el Operador del Mercado y la elaboración y canalización de propuestas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mismo.

Las funciones específicas del Comité de Agentes de Seguimiento del Mercado son las siguientes:

- Conocer y ser informado de la evolución y del funcionamiento del mercado, así como del desarrollo de los procesos de casación y liquidaciones.
 - Conocer, a través del Operador del Mercado, las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado.
 - Analizar el funcionamiento del mercado y proponer al Operador del Mercado organizado de gas y a las Autoridades Competentes las modificaciones de las normas de funcionamiento que puedan redundar en un cambio o mejora operativa del mercado.
 - Informar de las nuevas propuestas de Reglas y Circulares del Mercado, incluyendo, en su caso, los votos particulares de sus miembros.
- ~~Asesorar al Operador del Mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las Sesiones de Negociación.~~*

El Comité de Agentes Seguimiento del Mercado estará formado por representantes del Operador del Mercado organizado de gas, de los Agentes, del Gestor Técnico del Sistema, de los Comercializadores, distribuidores y transportistas de gas, de los consumidores, del MINETUR, la CNMC y CORES, y su composición será determinada de acuerdo a lo establecido en las reglas del Mercado.

El Comité de Agentes aprobará su reglamento interno de funcionamiento Las Reglas de Mercado establecerán las reglas de funcionamiento del Comité de Seguimiento del Mercado de gas, en el que se establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimientos de convocatoria, normativa de código de conducta, procedimiento de adopción de acuerdos y la periodicidad para la renovación de sus miembros. El cargo de miembro del Comité de Agentes no será remunerado.

El Presidente y Vicepresidente de este órgano serán elegidos por el Comité de Agentes entre sus miembros titulares. Las funciones del cargo de Secretario serán desempeñadas permanentemente por el Operador del Mercado organizado de gas.

Consideraciones sobre las comisiones por la participación y por operación en el Mercado Organizado.

La Ley 34/1998, establece que hasta alcanzar los niveles de liquidez suficientes, la financiación del Operador del Mercado Organizado se incluirá como coste del sistema.

Como medida de fomento de la liquidez, se considera que las comisiones de operación, mientras el mercado se retribuya con cargo al sistema gasista, deben ser nulas o muy bajas, y deberían ir aumentándose progresivamente, según aumente la liquidez del mercado.

En todo caso, el Real Decreto debería incluir un artículo que establezca el procedimiento de propuesta y aprobación de las comisiones que deben abonar los agentes para registrarse y operar en la plataforma de mercado.

Propuesta de modificación

Se propone la adición de un nuevo artículo

Artículo xx. *Comisiones para la Operación en el Mercado Organizado*
Las comisiones para el registro y operación en la plataforma de mercado organizado serán aprobadas por Resolución del Secretario de Estado de Energía, a propuesta del Operador del Mercado Organizado, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Consideraciones sobre la Disposición transitoria tercera. Retribución provisional del Operador del Mercado Organizado

En esta disposición se establece que la retribución del Operador del Mercado se devengará desde la fecha en que el Mercado Organizado de Gas esté en operación, y se reconoce una retribución provisional a cuenta para el ejercicio 2015, de 2 millones de euros.

Asimismo, se establece que esta retribución tiene carácter provisional, y que se liquidará la diferencia entre la retribución provisional a cuenta, y la retribución transitoria que se establezca de conformidad con la D.T. 2ª de la Ley 8/2015, de 21 de mayo.

El importe de 2 millones de euros, fue incluido dentro del escandallo de costes de 2015 en base al cual se fijaron los peajes, en la Orden "IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas".

La retribución fijada por la prestación de los servicios asignados, que no se ha realizado conforme a un procedimiento de concurrencia competitiva, no debería exceder la que recibiría una empresa eficientemente gestionada para evitar cualquier indicio de posible ventaja competitiva selectiva.

No existe ninguna justificación sobre el importe asignado, por lo que sería más razonable esperar a que el Operador de Mercado presente la propuesta de retribución a que hace referencia la Ley 34/1998, y a que dicha propuesta pueda ser analizada por los reguladores.

Por otra parte, si aun así se reconociera esta retribución, con la redacción sobre la forma de liquidación, la retribución indicada se reconocería a lo largo del año y soportaría su parte alícuota del desvío del sistema gasista. Para reconocer esta retribución al Operador del Mercado de forma análoga a como se reconoce la retribución del Gestor Técnico del Sistema, la cual se paga completamente en cada ejercicio de liquidación, la retribución al Operador del Mercado se deber realizar en un único pago.

Propuesta de modificación:

Disposición transitoria tercera

(...)

“Para el año 2015, dicha retribución provisional a cuenta se establece en 2.000.000€ a abonar por el sistema de liquidaciones en un pago único”.

Consideraciones sobre la Disposición Transitoria Quinta. *Habilitación de los sujetos a participar en el mercado*

Tal como se ha indicado anteriormente en este informe, el artículo 5 del Reglamento (UE) nº 312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte, regula el procedimiento sobre las notificaciones de transferencia de gas, que incluye disposiciones relativas al calendario de envío, retirada y modificación de notificaciones, contenido de las mismas, procedimientos de actuación para el tratamiento de las notificaciones, etc.

Todo esto se encuentra recogido en la Circular 2/2015 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista. Por coherencia se propone que el procedimiento de desarrollo para la habilitación de sujetos para realizar notificaciones al GTS de las transacciones de gas sea aprobado por la CNMC.

Además, sería lógico que las reglas sobre notificaciones de transacciones de gas fueran iguales en todas las instalaciones del sistema gasista, de manera que el procedimiento aprobado por la CNMC se aplicará a todas las instalaciones.

Propuesta de modificación

“Disposición transitoria quinta. *Habilitación de los sujetos a participar en el mercado.*

En tanto el Gestor Técnico del Sistema no disponga de un procedimiento de habilitación de sujetos aprobado ~~mediante la preceptiva Norma de Gestión Técnica por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia~~, se entenderá que un sujeto está habilitado y, por tanto, puede adquirir la condición de agente del Mercado Organizado de Gas, siempre que en el momento de solicitud del alta se encuentre habilitado para realizar notificaciones de transacciones al Gestor Técnico del Sistema.”

5. Título III. Garantías y resolución de conflictos

Contenido de la Propuesta

En el Título III, que comprende los artículos 33 a 37 de la propuesta de Real Decreto, se establece un sistema centralizado de gestión de garantías, así como un sistema de control de las mismas. Además, se definen los posibles casos de incumplimientos y las sanciones y repercusiones de los mismos.

El artículo 33, Cuenta de Garantías para operar en el Sistema de gas natural, establece que el Operador del Mercado será el Gestor de Garantías encargado de gestionar, de forma conjunta, las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, para la participación en el Mercado Organizado y para la liquidación de los desbalances, de forma eficiente y eficaz.

También se establece que los sujetos y agentes dispondrán de una Cuenta de Garantías, que podrán gestionar para asignarlas a las distintas finalidades.

Los modelos normalizados de prestación de garantías, así como su importe y los protocolos de actuación en caso de incumplimientos se aprobarán por resolución del Secretario de Estado de Energía.

El artículo 34, Control de los compromisos asumidos por los sujetos, establece que el Gestor de Garantías debe mantener actualizados los compromisos de pagos y el volumen de garantías asociado a cada titular de la Cuenta de Garantías, requiriendo a los sujetos la aportación de nuevas garantías cuando los niveles de garantías no comprometidas estén fuera de los límites establecidos.

Se permitirá al GTS verificar que las solicitudes de capacidad disponen de suficientes garantías no comprometidas.

El artículo 35, Incumplimientos, señala dos tipos de incumplimientos: por no hacer efectivos los pagos en los periodos establecidos, o por no aportar nuevas garantías cuando son solicitadas en el periodo establecido. Estos incumplimientos pueden dar lugar a suspensión temporal o pérdida de condición de Agente.

En ambos casos, se ejecutan las garantías y se pagará una penalización. En caso de impago, las cantidades devengarán intereses de demora. Si las garantías no cubren el total de las deudas, se prorratean los derechos de cobro entre los acreedores.

El artículo 36, Consultas y reclamaciones, desarrolla que se pueden reclamar los resultados de la casación en el Mercado Organizado en un plazo de 10

minutos tras su puesta a disposición. También se pueden reclamar los resultados de asignación de capacidad de la Plataforma del GTS.

El artículo 37, Solución de conflictos, indica que existen conflictos en relación con la operación del mercado, liquidación de desbalances, gestión de garantías y contratación de capacidad de acceso a infraestructuras con derecho de acceso regulado que serán resueltos por la CNMC.

Valoración

a) Sobre el Título III

El propio nombre del Título III no parece adecuarse a la finalidad de la norma. Debería llamarse “**Gestión de Riesgos, Garantías e Incumplimientos**” en vez del título “Garantías y resolución de conflictos” como señala una empresa en sus alegaciones.

b) Sobre el objetivo de las garantías.

Este Título está regulando garantías para tres sistemas de riesgo distintos; la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, la participación en el Mercado Organizado de Gas y la liquidación de desbalances.

La obligación de la constitución de garantías para poder desarrollar cualquier actividad económica puede suponer una barrera de entrada para los potenciales entrantes al mismo. En la Memoria que acompaña a la Propuesta (pag. 14) se reconoce esta barrera de entrada. Para evitarlo, se ha optado por la constitución de un sistema centralizado de garantías proporcional a la capacidad contratada de acceso a las instalaciones, potencial desbalance y en su caso, gas negociado en el mercado organizado de gas. Sería conveniente una mayor fundamentación de la exigencia de dichas garantías caso por caso, dada su naturaleza restrictiva.

Debe cuestionarse además que dicho sistema centralizado de garantías efectivamente suponga de forma inmediata una minoración del coste que las mismas suponen para los agentes (y poder determinar efectivamente si las mismas actúan como barrera de entrada) y sobretodo, parece cuestionable que el 33 de la Propuesta designe (directamente) al Operador del Mercado (MIBGAS, S.A.) como Gestor de Garantías, sin que se tengan en cuenta alternativas o un procedimiento de concurrencia competitiva en el que participen otros potenciales gestores. Por lo tanto, nos remitimos a la crítica realizada de la designación directa de MIBGAS como Operador de Mercado, ampliándola ahora a su designación como Gestor de Garantías.

Quien debe gestionar el riesgo de cada sistema es el gestor del mismo (el GTS o los operadores en el caso de la contratación de capacidad de

infraestructuras, el GTS en la liquidación de desbalances y el OM en el caso de la participación en el Mercado Organizado de Gas), que son quienes tienen el conocimiento y la información necesarias para ello, realizan las liquidaciones y organizan los cobros y pagos, aunque en ambos casos puedan delegar, en todo o en parte, la gestión de estos riesgos. Esto no está claro en la Propuesta de Real Decreto y puede llegar a provocar una gestión de riesgo deficiente.

Como se señala en las alegaciones de una empresa en cada modelo de gestión de riesgos lo importante es:

- i. Quién gestiona el riesgo.
- ii. Definición del riesgo que tiene cada sistema.
- iii. La fórmula de cálculo del riesgo del sistema.
- iv. Las entidades que deben constituir las garantías.
- v. Los instrumentos de formalización de garantías.
- vi. El protocolo de actuación en caso de incumplimiento.

Este debería ser el contenido del artículo 33.4 donde se habla de "un modelo normalizado de prestación de garantías" o del "importe de las garantías" (no se entiende si se refiere a las garantías exigidas o constituidas).

Particularizando para el mercado organizado de gas, el funcionamiento normal de los mercados organizados (ya sean de gas o de cualquier otro producto), en los que la casación es anónima y su firmeza está asegurada por el operador del mercado, se requiere que los sujetos que actúan en los mismos dispongan de las garantías suficientes para hacer frente a los compromisos de pago derivados de sus operaciones en el mercado.

La contratación de gas natural a corto plazo en el Mercado Organizado de Gas de acuerdo con el artículo 13 abarca los productos cuyo horizonte de entrega se incluye entre el propio día y, como máximo, el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción. Por tanto, el mercado organizado de gas se constituye como mercado spot y mercado a plazo, ya que se podrá contratar, desde productos con entrega al día siguiente, hasta productos con entrega a dos meses vista. En el mercado a plazo existe un riesgo adicional que no existe en el mercado spot que deriva de la evolución de los precios desde la contratación hasta la entrega. El riesgo asociado a la evolución de precios en la contratación a plazo puede ser asumido por las contrapartes, mediante garantías o gestionado por una cámara de compensación y de contrapartida central⁹ (*clearing house*). Induce adicionalmente un riesgo superior sobre el mercado de desbalances.

⁹ Una cámara asume como propias todas las operaciones que se registran en su sistema, garantizando el cumplimiento de las obligaciones de ambas las partes y elimina el riesgo bilateral de crédito. Una vez registrada una operación, una cámara procede a gestionar las posiciones resultantes, convirtiéndose en comprador frente al vendedor y en vendedor frente al comprador, con el cual hace uso de diversos sistemas y procedimientos para controlar el riesgo asumido en relación a los participantes. La cámara elimina el riesgo de crédito (por ejemplo,

Por tanto una cámara de compensación de pagos o cámara de contrapartida central es una institución financiera que evita los incumplimientos o los resuelve una vez producidos, mediante un sistema de control complejo de coste superior a un sistema simple de garantías.

La propuesta de Real Decreto no ha considerado la inclusión de una cámara de compensación de pagos en el mercado organizado de gas, posiblemente por el incremento de los costes de gestión y operación. En este sentido los participantes en el mercado organizado se enfrentan a un riesgo mayor por incumplimiento, con un mecanismo de garantías que con una cámara de contrapartida, pero por contra su coste es menor.

Por lo tanto, en caso de insuficiencia de las garantías para operar en el mercado (situación que según el Operador de Mercado Eléctrico se da en limitadas ocasiones), se considera que el Operador de Mercado Organizado debería asumir una parte de la pérdida económica o tener un incentivo económico en su retribución.

c) Sobre la Gestión conjunta de garantías y el Gestor de Garantías

El modelo de gestión de garantías que se establece en el Título III consiste en la gestión conjunta de tres tipos de garantías diferentes (para asegurar el pago de los peajes, para operar en el mercado y para hacer frente a los desbalances en el sistema), por parte del Operador de Mercado, que actuaría como Gestor de Garantías para el sistema gasista.

De acuerdo con la Memoria de la Propuesta de Real Decreto, la gestión centralizada de las garantías se justifica en criterios de eficiencia y racionalidad, al introducir el concepto de ventanilla única, evitando la dispersión de trámites y la múltiple interlocución con las entidades implicadas, así como por la posible aplicación, para múltiples propósitos, de los instrumentos de garantías que deben presentar los sujetos.

que una parte no cumpla con sus compromisos contractuales hacia la otra porque la evolución de los precios desde el momento de la contratación hasta la entrega ha sido contraria a sus intereses). Para evitar los incumplimientos y resolverlos una vez producidos, las cámaras 1) restringen el acceso de miembros liquidadores con un determinado nivel de recursos propios y con unas capacidades operativas y técnicas frente a otros miembros no liquidadores y clientes, 2) solicitan garantías iniciales para cubrir variaciones de precios y establecen procedimientos para mantener el nivel de garantías iniciales. Asimismo la mayoría de cámaras 3) cuentan con un determinado fondo de liquidadores constituidos por garantías depositadas por todos los miembros liquidadores cuyo objetivo es hacer frente a las pérdidas generadas por un hipotético incumplimiento que superase todas las garantías depositadas por el incumplidor y 4) cuentan con recursos propios que se utilizan si las garantías del incumplidor y el fondo de liquidadores resultasen insuficiente para cubrir las pérdidas. Además, las cámaras 5) realizan contratos de seguros para cubrir eventuales incumplimientos.

Reconociendo la validez de los argumentos anteriores, se trata de un modelo novedoso, diferente al que se encuentra implantado en el sector eléctrico o en otros mercados europeos. Plantea dudas la gestión conjunta de la Cuenta de garantías de los Agentes y los posibles flujos económicos entre las garantías que responden inicialmente a riesgos diferentes que están directamente relacionados y que, por tanto, no se compensan entre sí.

d) Sobre la Cuenta de garantías de los agentes

El punto 2 del artículo 33 establece que los Agentes con obligación de prestación de garantías dispondrán de una Cuenta de garantías.

Dado que la memoria de la Prouesta indica que la gestión conjunta de las garantías minora su coste para los agentes, es importante matizar que la gestión conjunta de las garantías no minora el importe global de las garantías que deben aportar los sujetos obligados a su constitución, puesto que una misma garantía no puede servir simultáneamente para varios propósitos, ni mitigar riesgos diferentes.

La disposición de una Cuenta de garantías única por usuario puede servir para flexibilizar la asignación de garantías entre los distintos propósitos de las mismas: por ejemplo, un agente puede decidir reducir el importe de las garantías asignadas a operar en el mercado (con lo que se reduce el límite al que puede realizar operaciones en el mismo), para asignarlas a cubrir las garantías del desbalance en el sistema.

Sin embargo, esta operativa no queda suficientemente clara en el texto del artículo 33, que se limita a indicar que el Gestor de garantías “dispondrá de mecanismos para permitir a los Agentes la asignación de las garantías aportadas entre las distintas finalidades de las mismas”. En este sentido, es preciso incidir que las garantías cubren riesgos y éstos estarán asociados a cada compromiso que el usuario haya de respetar, en cada una de los mercados en los que se desempeñe su actuación: capacidad, mercado organizado, balance, o el que fuere.

e) Sobre los importes de las garantías a constituir y el procedimiento de inhabilitación de agentes.

La propuesta de Real Decreto supone la necesidad de formalización de garantías para los procesos de contratación de capacidad y balance del sistema, que hasta ahora no han requerido de las mismas. Por tanto, el establecimiento de estas garantías encarecerá los costes de los agentes que operan en el Mercado español, con el correspondiente traslado de los mismos al consumidor final.

Es necesario que el importe de estas garantías no sea gravoso y se adecúe teniendo en cuenta los niveles de impagos en peajes o los niveles de impagos

en desbalances de gas por parte de los sujetos que acceden al sistema gasista.

Debe señalarse que el establecimiento de garantías por desbalances y por la contratación del acceso, no cubre al sistema gasista de todos los riesgos económicos derivados de posibles actuaciones fraudulentas (por ejemplo, el supuesto de un comercializador con clientes finales que no realiza el aprovisionamiento de gas para sus usuarios).

Es necesario disponer de un procedimiento administrativo ágil para la inhabilitación temporal de comercializadores que incumplan sus obligaciones, en particular en caso de incumplimiento de la obligación de aprovisionamiento de gas para sus clientes, definiendo también un protocolo para el traspaso de sus clientes a otro comercializador.

La rapidez en el tratamiento de las situaciones fraudulentas es una medida complementaria, efectiva y menos costosa que el establecimiento de unas garantías elevadas, cuyo coste recae sobre todos los sujetos que acceden al sistema gasista.

f) Sobre las garantías por desbalance y por contratación de capacidad

El artículo 31 del Reglamento (UE) nº 312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte, señala que el gestor de la red tiene derecho a establecer las medidas que considere oportunas, incluidas las garantías financieras, para mitigar el impacto de posibles impagos por los cargos de desbalances que afecten a la neutralidad económica del gestor¹⁰

Ya se ha justificado antes en este informe que, de acuerdo con el artículo 23 de ese Reglamento, es el gestor de la red quien debe abonar y recibir los cargos por desbalances de los sujetos habilitados y que, según el artículo 4 del mismo Reglamento, al estar transferidas las funciones sobre el balance en la normativa española al GTS, es éste la figura a la que se debe considerar referida cuando el Reglamento señala “gestor de la red”.

De esta manera, es el GTS quien tiene derecho a establecer las garantías financieras a fin de mitigar el impacto de posibles impagos por los cargos de desbalances que afecten a la neutralidad económica del GTS; no parece

¹⁰ “Artículo 31 del Reglamento (UE) nº 312/2014

Disposiciones de gestión de riesgos de crédito

1. El gestor de la red de transporte tendrá derecho a tomar las medidas necesarias y a imponer los requisitos contractuales correspondientes, incluidas garantías financieras, a los usuarios de red con el fin de mitigar el impago de cualquier importe debido por las tarifas a las que se refieren los artículos 29¹⁰ y 30¹⁰.

[...]”

adecuado que sea el Gestor de Garantías, como parece definir la Propuesta de Real Decreto, quien gestione las garantías asociadas a posibles desbalances de los usuarios. La Propuesta debe adaptarse en este sentido, para dar cumplimiento a un Reglamento europeo, que no requiere transposición a la normativa nacional para su aplicación.

Adicionalmente, el artículo 23 del Reglamento Europeo, establece que los usuarios recibirán del gestor de la red de transporte o abonarán al gestor de la red de transporte el cargo por desbalance según el signo de su cantidad de desbalance. Esto es necesario para mantener la neutralidad económica del gestor, que el mismo Reglamento decreta en su artículo 29. Por eso establece garantías financieras para mitigar el impacto de posibles impagos por los cargos de desbalances que afecten a su neutralidad económica.

Por tanto, sólo el GTS puede realizar las liquidaciones por desbalances que afectan a la red de transporte y, en consecuencia, mantener las garantías necesarias para cubrir posibles impagos derivados de desbalances en esta área de balance. Es por ello que no deberían regularse en las Reglas del Mercado los procedimientos para ejecutar estas garantías. En consecuencia, se propone eliminar la referencia a incluir el procedimiento de liquidación de desbalances en las Reglas de Mercado.

Adicionalmente, las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, tampoco tienen nada en común con las garantías para la participación en el Mercado Organizado, por lo que se pueden excluir del Título III o tratarlas en artículos específicos con desarrollos específicos atendiendo a su naturaleza.

Propuesta de modificación

Artículo 33. *Cuenta de Garantías para operar en el Mercado Organizado Sistema de gas natural.*

1. Las garantías para la ~~contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado~~, para la participación en el Mercado Organizado de Gas y para la liquidación de desbalances, será gestionada de forma conjunta por el Operador del Mercado organizado de gas como Gestor de Garantías, respetando sus condiciones y características particulares, directamente o a través de un tercero. La gestión de las garantías deberá obedecer a una gestión eficiente y eficaz en cuanto a costes y riesgos se refiere, estableciéndose los incentivos necesarios para la consecución de estos objetivos.

2. Los sujetos definidos en el artículo 3, los agentes definidos en el artículo 18 y los sujetos con cartera de balance habilitados por el Gestor Técnico del Sistema, dispondrán de una Cuenta de Garantías ante el Gestor de Garantías donde se prestarán las garantías establecidas para dar cobertura suficiente a sus operaciones.

El Gestor de Garantías dispondrá de los mecanismos necesarios para permitir a los Agentes la asignación de las garantías aportadas entre las distintas finalidades según sus necesidades.

3. Las garantías responderán de las obligaciones que asuma cada titular de la Cuenta de Garantías, incluidos impuestos vigentes, intereses de demora y cuotas que fueran exigibles en el momento de pago.

4. Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, ~~o, en su caso,~~ en las Reglas de mercado, se aprobará, como mínimo, lo siguiente:

i Un modelo normalizado de prestación de garantías: Definición del riesgo del mercado, fórmula de cálculo del riesgo y protocolo de actuación en caso de incumplimiento

ii El importe de las garantías

iii Los instrumentos válidos para la formalización de las garantías.

iv. El protocolo de comunicación con el Gestor de Garantías.

v. El protocolo de actuación en caso de incumplimientos.

En el caso de finalización de ~~todos los contratos de acceso y de las operaciones en el Mercado Organizado de Gas,~~ la garantía será cancelada tras el último pago.

Artículo xx. Cuenta de Garantías para contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado.

Las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, serán gestionadas por el Gestor Técnico del Sistema. La gestión de estas garantías deberá obedecer a una gestión eficiente y eficaz en cuanto a costes y riesgos se refiere, estableciéndose los incentivos necesarios para la consecución de estos objetivos

Las garantías responderán de las obligaciones que asuma cada agente que contrate capacidad, incluido impuestos vigentes, intereses de demora y cuotas que fueran exigibles en el momento del pago.

En el caso de finalización de todos los contratos de acceso la garantía será cancelada tras el último pago.

Artículo 34. Control de los compromisos asumidos por los sujetos.

~~El Gestor de Garantías mantendrá continuamente actualizados los compromisos de pago y el volumen de garantías asociado de cada titular de una Cuenta de Garantías, permitiendo al Gestor Técnico del Sistema a verificar que cada solicitud de capacidad recibida en la Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad, dispone de suficientes garantías no comprometidas.~~

~~Igualmente, el Gestor de Garantías verificará que los niveles de garantías no comprometidas de los sujetos se encuentran en todo momento dentro de los límites permitidos establecidos, requiriendo al sujeto la aportación de nuevas garantías en caso contrario.~~

Tal como se ha señalado, la redacción dada al capítulo de incumplimientos tampoco tiene sentido más que para los incumplimientos de las garantías de mercado organizado. En caso de que no se paguen los peajes, claramente es el operador que los factura el que tiene los derechos de cobro y, para el caso

del balance, la Circular 2/2015 de la CNMC define cómo se imputan los desbalances generados en el sistema gasista, a quién y en qué plazos, con independencia que el reparto y balance venga regulado en las NGTS.

Artículo 35. Incumplimientos de garantías para la participación en el mercado organizado

1. Se considerarán, al menos los siguientes dos tipos de incumplimientos:

- i. Si transcurrido el periodo establecido de pago, no se hubiera hecho efectivo el importe total del mismo, incluidos los impuestos correspondientes.
- ii. Si ante la solicitud de aportación de nuevas garantías, el sujeto no regulariza su situación en el periodo establecido.

Los procesos, actuaciones, parámetros y comunicaciones asociados a las situaciones de incumplimiento se desarrollarán en las Reglas del Mercado.

En los casos de incumplimiento se procederá a la ejecución de las garantías constituidas y al pago de una penalización. Asimismo, en el caso de incumplimientos en los pagos, las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente. La regulación definirá los recargos a aplicar a las entidades incumplidoras y los intereses de demora a aplicar.

2. En el caso de un incumplimiento se podrá ordenar que se ejecuten las garantías aportadas por el sujeto incumplidor. El Operador del Mercado organizado de gas comunicará el incumplimiento a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

3. La regulación definirá qué entidades soportarán la pérdida económica de un incumplimiento que fuera superior al importe obtenido en la ejecución de garantías, y cómo se repartirá la mencionada pérdida entre las entidades afectadas, tanto si ésta no hace efectivos los pagos en el periodo establecido como si finalmente incumple con sus obligaciones.

~~2.~~ Si la ejecución de la garantía no permite el cobro de la totalidad de la cantidad adeudada el día en que el pago resulte exigible, se minorarán a prorrata los derechos de cobro de los titulares que resulten acreedores.

~~3.~~ Una vez saldada la deuda, se procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los acreedores.

~~4.~~ Los incumplimientos en las obligaciones de un sujeto podrán dar lugar a la suspensión temporal e, incluso, a la pérdida de su condición de Agente o Sujeto Habilitado, así como la restricción por parte del Gestor Técnico de la posibilidad de contratación de capacidades.

~~5.~~ El Gestor de Garantías comunicará los casos de incumplimiento y la ejecución de las garantías a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y al Gestor Técnico del Sistema para el inicio, en su caso, del procedimiento de inhabilitación por impago.

6. Los procesos, actuaciones, parámetros y comunicaciones asociados a las situaciones de incumplimientos se desarrollarán en las Reglas de Mercado y en las Resoluciones asociadas a los contratos de capacidad y la liquidación de desbalances.

6. Título IV. Instalaciones de transporte primario de influencia local.

Contenido de la Propuesta

El Título IV de la Propuesta establece tanto el procedimiento de adjudicación como el régimen retributivo de las instalaciones de transporte primario no troncales, que de acuerdo con el artículo 59 de la Ley 34/1998 se definen como instalaciones de la red de transporte primario de influencia local.

De acuerdo con el Artículo 67 de la Ley 34/1998, las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte primario son objeto de planificación obligatoria, según el artículo 4 de la citada Ley, y deberán ser otorgadas preferentemente¹¹ mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, salvo en el caso de los gasoductos troncales cuya autorización se realizará de forma directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal (ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.). No obstante lo anterior, la Administración General de Estado podrá adjudicar los gasoductos no troncales de forma directa a los titulares de las instalaciones a las que se conecten.

En línea con lo anterior, el artículo 71 del Real Decreto 1434/2002, relativo a la forma de autorización de las nuevas instalaciones, especifica que las autorizaciones serán otorgadas preferentemente mediante concurso público promovido y resuelto por la DGPEyM, de forma que se garantice su transparencia, objetividad y libre concurrencia; y el artículo 73 del citado Real Decreto 1434/2002 actualmente en vigor, prevé entre otros aspectos: la publicación en BOE de las bases del concurso, previo informe de la CNMC; la forma de presentación de ofertas y los criterios de evaluación aplicables; la presentación por parte de los solicitantes, que deberán acreditar su capacidad, de una memoria resumen del proyecto; aspectos relativos a la constitución de fianzas y detalles sobre la recepción, evaluación y resolución del procedimiento.

Por otra parte, el artículo 64 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, estableció que el Gobierno, mediante real decreto, fijaría la metodología del régimen retributivo aplicable a las instalaciones de transporte primario no incluidas en la red troncal o de influencia local.

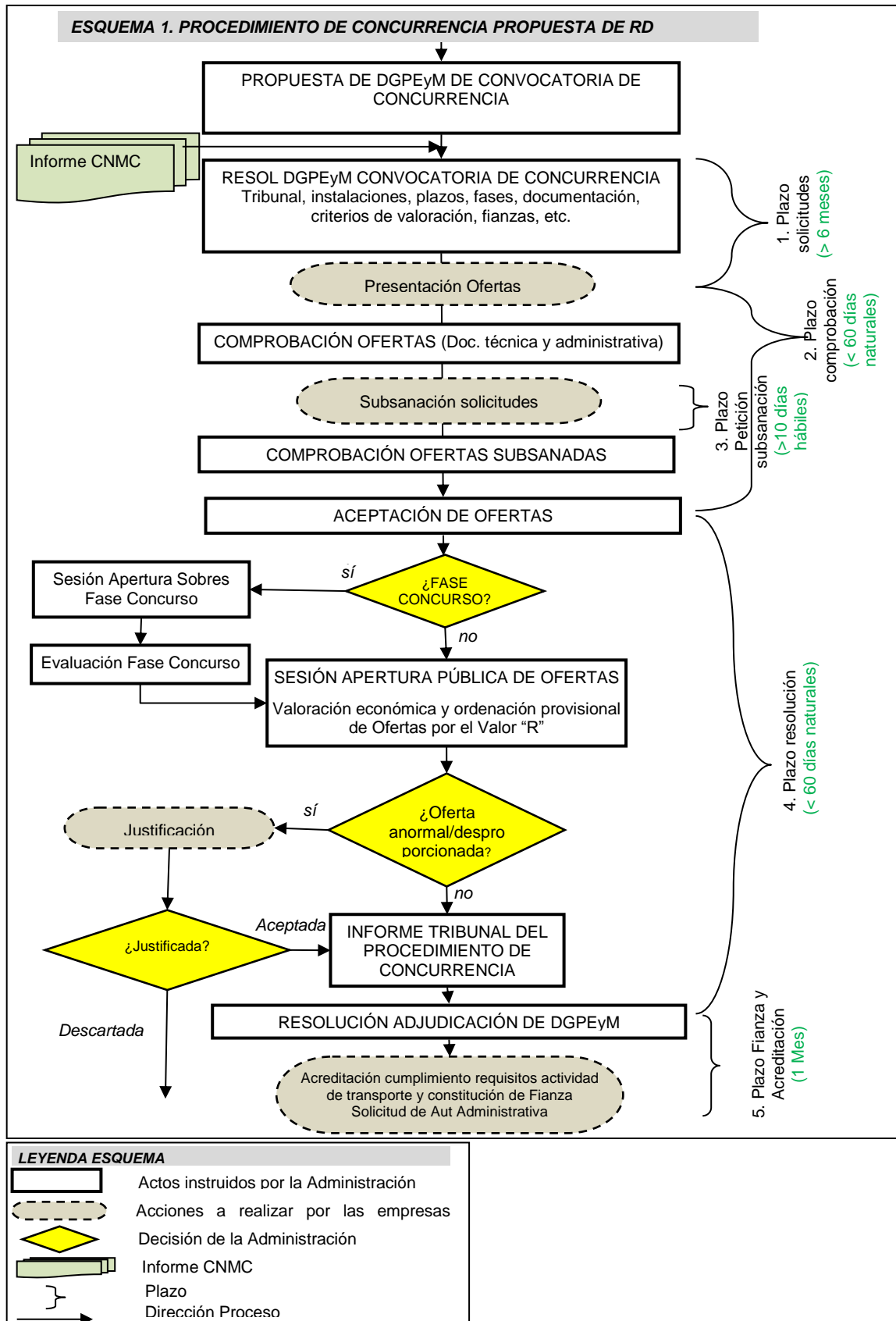
En consecuencia, el Título IV de la Propuesta detalla el proceso de adjudicación por concurrencia de instalaciones de transporte primario de influencia local (Capítulo I), y determina el régimen retributivo aplicable a estas instalaciones en desarrollo la Ley 18/2014, de 15 de octubre (Capítulo II).

¹¹ Artículo 71 del Real Decreto 1434/2002

6.1. Capítulo I. Procedimiento de adjudicación por concurrencia

El Capítulo I consta de 16 Artículos que desarrollan el procedimiento de adjudicación por concurrencia de instalaciones de transporte primario de influencia local, estableciendo qué instalaciones deben adjudicarse mediante dicho procedimiento, y cuáles pueden adjudicarse de forma directa, así como, las bases que regirán dicho procedimiento.

A continuación se muestra un esquema resumen de los distintos procesos que constituyen el procedimiento de concurrencia propuesto para la adjudicación instalaciones de transporte primario de influencia local competencia de la Administración General del Estado.



En los epígrafes siguientes se analizan los artículos de la Propuesta de Real Decreto.

Artículo 38: *Ámbito de aplicación*

Contenido de la propuesta

El artículo establece las bases del procedimiento de concurrencia para la adjudicación de instalaciones de transporte primario no pertenecientes a la red troncal (Gasoductos de Influencia Local).

La adjudicación incluye tanto la obra lineal del gasoducto como sus posiciones, estaciones de regulación y/o medida y todas sus instalaciones auxiliares, así como la construcción de una nueva posición o modificación de una existente en el gasoducto al que se conecte, sin perjuicio de lo establecido en la legislación en vigor para las conexiones transporte-distribución.

Asimismo, se prevé la adjudicación de forma directa al titular de la instalación adjudicada por concurrencia tanto las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones existentes como de las instalaciones que se conecten posteriormente a dicho gasoducto.

Valoración

Cabe considerar que este procedimiento de adjudicación por concurrencia en las instalaciones de transporte primario no troncal se aplique también para la adjudicación de las instalaciones de transporte primario no incluidas en esta Propuesta.

De acuerdo con el Artículo 59.2¹² de la Ley 34/1998, las instalaciones de transporte primario no pertenecientes a la red troncal, a las que se refiere el artículo 38, tienen una denominación propia: Gasoductos de Influencia Local de Transporte Primario. De igual manera, el resto de instalaciones de transporte

¹² Artículo 59. Sistema gasista y red básica de gas natural.

[...] 2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de gas natural estará integrada por:

a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre:

1.º Red troncal: Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se considerarán incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

2.º Red de influencia local: Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

que no pertenecen a la red troncal, atendiendo al Artículo 59, se denominan instalaciones de transporte de la Red de Influencia Local. En consecuencia, se propone adaptar la redacción del Artículo 38 con dichas denominaciones.

Asimismo, señalar que las instalaciones previstas por la Propuesta a las que aplicaría el procedimiento de adjudicación por concurrencia son gasoductos primarios, y, que por sus características técnicas están contempladas en el Artículo 4 de la Ley 38/1998, como instalaciones sujetas a planificación obligatoria. En consecuencia, se considera recomendable que el artículo 38 de la Propuesta recoja dicho requisito.

Por otro lado, y considerando que la Disposición Final segunda de la Propuesta establece para los puntos de conexión transporte- distribución que las ERM son instalaciones de distribución, se considera que dichas ERM no han de estar incluidas entre las instalaciones objeto de adjudicación por concurrencia. En consecuencia, se propone modificar el redactado del artículo aclarando que las ERM a adjudicar solo pueden ser las ERM entre gasoductos primarios.

En el caso de que por necesidades operativas fuera necesaria la construcción de gasoductos primarios para el mallado de gasoductos primarios adjudicados por concurrencia, habría que determinar el adjudicatario de dicho gasoducto de mallado. Se considera que dicho gasoducto habría de adjudicarse por concurrencia entre los adjudicatarios de los gasoductos a mallar, y en caso de que dicho proceso se declarara procedimiento desierto, el gasoducto habría de ser adjudicado directamente a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal.

Para reflejar lo indicado, es necesario recoger en el Artículo 38 la posibilidad de hacer un procedimiento de concurrencia entre los titulares de las instalaciones que interconecta y, en el artículo 51 sobre declaración de procedimiento desierto, que la DGPEyM, una vez declarado el procedimiento desierto, propondrá la adjudicación directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal cuando la instalación, por necesidades operativas, fuera necesaria para el mallado de gasoductos primarios.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se propone la siguiente modificación del Artículo 38:

Artículo 38. *Ámbito de aplicación.*

- 1. El presente capítulo establece las bases del procedimiento de concurrencia para la adjudicación de instalaciones de gasoductos de influencia local de transporte primario ~~transporte primario no pertenecientes a la red troncal~~ incluidos en la Planificación en materia de hidrocarburos establecida en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.*

2. La adjudicación de un gasoducto de influencia local de transporte primario incluirá la de sus posiciones, estaciones de regulación y/o medida entre gasoductos primarios y todas sus instalaciones auxiliares, así como la construcción de una nueva posición o modificación de una existente en el gasoducto al que se conecte. La construcción de la posición y de la estación de regulación y/o medida entre gasoductos primarios o su modificación será realizada por el adjudicatario, ~~siendo de aplicación en este caso lo establecido en la legislación en vigor para las conexiones transporte-distribución.~~
3. El procedimiento de concurrencia no será de aplicación a toda instalación de transporte primario perteneciente a la red de influencia local no troncal que se conecte posteriormente a un gasoducto adjudicado por este procedimiento ni a las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones existentes. Estas instalaciones serán adjudicadas de forma directa al titular de la instalación a la que se conecte, no obstante cuando la instalación interconecte instalaciones de diferentes titulares se realizará un procedimiento de concurrencia entre ellos. A estos efectos, la duplicación de gasoductos existentes tendrá carácter de nueva instalación y su adjudicación se regirá por lo dispuesto en este capítulo.

Artículos 39, 40 y 41: *Procedimiento, Sujetos habilitados y Convocatoria del procedimiento de concurrencia para la adjudicación de instalaciones*

Contenido de la propuesta

El Artículo 39 determina los principios generales en los que se basa el procedimiento de adjudicación de las instalaciones de influencia local:

- Se realizará exclusivamente mediante un procedimiento de concurrencia, bajo los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.
- Los requisitos técnicos establecidos en el pliego de prescripciones técnicas serán de obligado cumplimiento para los adjudicatarios.
- El procedimiento de concurrencia incluirá una valoración económica de las ofertas presentadas, pudiéndose aplicar una fase de concurso para valorar otros criterios no económicos como criterios técnicos y ambientales.

Por su parte el artículo 40 determina quién podrá participar en los procedimientos de concurrencia: aquellos sujetos que emitan una declaración responsable indicando que cumplen todos los requisitos en vigor para ejercer la actividad de transporte de gas natural, circunstancia que deberán certificar en un plazo máximo de un mes en caso de ser el adjudicatario.

Por último, el artículo 41, regula cinco aspectos claramente diferenciados:

1. El inicio del procedimiento de concurrencia, que se realizará mediante una convocatoria por Resolución de la DGPEyM, previamente informada por la CNMC
2. El contenido mínimo de la Resolución: los miembros del tribunal calificador, las instalaciones objeto del procedimiento, criterios de valoración de ofertas, plazos de cada fase, fianzas, presupuesto de referencia aplicando valores unitarios, retribución por MWh vehiculado máxima admisible, y el lugar de entrega de las ofertas y de la apertura.
3. La promoción del uso de medios telemáticos para el desarrollo del proceso de concurrencia
4. La posibilidad de la DGPEM de solicitar asistencia al GTS para la elaboración de las prescripciones técnicas
5. Faculta a la DGPEyM para solicitar información adicional a los concurrentes

Los dos primeros aspectos están relacionados con el propio procedimiento de concurrencia (cuándo y cómo se inicia y el contenido mínimo de la convocatoria), y los otros 3 aspectos son consideraciones generales a tener en cuenta en el desarrollo de todo el proceso administrativo.

Valoración

En relación con el Artículo 39, se considera conveniente cambiar el título actual por el del “*Principios generales*” al adaptarse mejor al contenido del mismo.

Asimismo, se considera necesario poner de manifiesto la vinculación existente entre la planificación obligatoria y los procesos de adjudicación/autorización de las instalaciones planificadas. En este sentido, se propone que las convocatorias del procedimiento de concurrencia de todos los gasoductos de influencia local de transporte primario planificados sean publicadas en el plazo máximo de un año desde la aprobación de la planificación obligatoria.

No obstante, dado que el último documento de Planificación es el correspondiente al periodo 2008-2016, se propone la introducción de una Disposición Transitoria en el Real Decreto que indique que en el plazo máximo de 6 meses, se publiquen las convocatorias del procedimiento de concurrencia de los gasoductos de influencia local de transporte primario pendientes de adjudicar.

En relación con lo dispuesto en el Artículo 40, parece razonable que, al objeto de no limitar el número de participantes en el procedimiento de concurrencia, los solicitantes puedan emitir una declaración responsable para poder participar, ya que posteriormente, si son el adjudicatario, deberán acreditar ante la Administración el cumplimiento de los requisitos en vigor para ejercer la actividad de transporte.

En relación con el artículo 41, se considera que su contenido debería circunscribirse únicamente a señalar cuándo y cómo se inicia la convocatoria, recogiendo el contenido mínimo de la resolución de la convocatoria. Por tanto, el resto de consideraciones generales a tener en cuenta en el desarrollo de todo el proceso administrativo recogidas en el Artículo 41, se deberían trasladar al Artículo 39 al ser el lugar más idóneo.

En el caso concreto del apartado 3, que señala que *“La DGPEyM podrá solicitar la información adicional que considere necesaria para realizar la adjudicación de las instalaciones”*, indicar que este precepto sólo tendría sentido en el periodo de elaboración de la Resolución de Convocatoria del procedimiento de concurrencia ya que una vez convocado el procedimiento dicha facultad le debería corresponder al tribunal calificador. Aunque en este último caso, se considera que la aportación de documentación durante el procedimiento de concurrencia sólo debe realizarse en la fase de presentación de ofertas y en el periodo de subsanación.

En relación con el contenido de la Resolución de Convocatoria, se considera pertinente concretar un mínimo de documentación básica a presentar por los ofertantes. Esta Comisión considera necesario que los ofertantes presenten como mínimo la siguiente documentación:

- Estudio del mercado potencial y la demanda probable que tiene previsto atender el gasoducto en los primeros 20 años.
- Compromisos de intenciones de los potenciales consumidores de gas natural, con indicación de consumo horario y consumo anual de gas natural; y/o de terceros para la construcción de redes de distribución para atender a los mercados de la zona de influencia del gasoducto, con indicación de inversiones, longitud de redes a construir, número de consumidores a conectar y previsión de consumo anual de gas natural
- Relación de instalaciones, sus características básicas y planos de trazado a escala adecuada
- Planificación y plazo de ejecución
- Garantías y Estudio de la viabilidad económica del proyecto

Asimismo, se considera conveniente que se elimine del redactado actual la mención a “la cuantía y forma de aportación de la fianza” que se recoge en el punto donde se indica cómo se calcula el presupuesto de referencia (punto vii), pues no deja claro si el concepto “fianza” se refiere a la garantía de participación que deben realizar los oferentes o a la fianza que debería constituir el adjudicatario del concurso. En cualquiera de los casos, ambos conceptos están desarrollados posteriormente en los Artículos 46 y 52, respectivamente.

Por último, hay que hacer mención particular al concepto “Retribución por MWh vehiculado máxima admisible”, ya que dentro del propio artículo 41 se genera una aparente incongruencia con este concepto. Por un lado, según el

enunciado del primer apartado 1, la Resolución de Convocatoria del proceso de concurrencia deberá incluir este concepto; pero por otro lado, al definir el concepto se indica que tendrá carácter confidencial y solo será pública en el momento en que se resuelva el procedimiento de concurrencia.

Se considera imprescindible que este valor sólo sea conocido por los ofertantes en el momento de apertura de los sobres de ofertas al objeto de que no se condicione sus ofertas.

Por ello, se propone la creación de un artículo específico para el concepto “Retribución por MWh vehiculado máxima admisible” donde se recoja tanto su carácter confidencial y los principios para su cálculo (recogidos en el Artículo 41) como quién debe calcularlo y cuándo hay que ponerlo a disposición del Tribunal Calificador (recogidos en el Artículo 50.10). En relación con éste último particular, se recomienda que la “Retribución por MWh vehiculado máxima admisible” sea conocida tanto por el tribunal calificador como por los ofertantes en la sesión pública de apertura de sobre de ofertas económica.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se propone las siguientes modificaciones de los Artículos 39, 40 y 41:

Artículo 39. Principios generales Procedimiento

1. *La adjudicación de las instalaciones recogidas en el artículo 38 se realizará exclusivamente mediante un procedimiento de concurrencia, bajo los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.*
2. *En todos los casos, los requisitos técnicos establecidos en el pliego de prescripciones técnicas serán de obligado cumplimiento para los adjudicatarios*
3. *El procedimiento de concurrencia incluirá una valoración económica de las ofertas presentadas por parte de un tribunal, pudiéndose aplicar también una fase de concurso para valorar criterios no económicos, entre los que podría considerarse criterios técnicos y ambientales.*
4. *En un plazo máximo de un año desde la aprobación de la planificación obligatoria, se realizarán las convocatorias de adjudicación por concurrencia de los gasoductos de influencia local de transporte primario planificados.*
5. *Se promoverá el uso de medios telemáticos para el desarrollo de toda la convocatoria.*
6. *Para la elaboración de las prescripciones técnicas, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar asistencia técnica al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

Artículo 40. Sujetos habilitados.

Para participar en el procedimiento, será necesario presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas una declaración responsable de que se cumplen todos los requisitos en vigor para ejercer la actividad de transporte de gas natural.

El participante que resulte adjudicatario deberá acreditar su condición de transportista o acreditarse en el plazo de un mes.

Artículo 41. Convocatoria del procedimiento de concurrencia para la adjudicación de instalaciones.

1. Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se iniciará la convocatoria del procedimiento de concurrencia. Dicha resolución deberá incluir, al menos, lo siguiente:

i. El nombramiento de los miembros del tribunal calificador.

ii. Las instalaciones objeto de la convocatoria, incluyendo el pliego de prescripciones técnicas de cada una, pudiendo incluir el plazo máximo de construcción.

iii. Los criterios de valoración en la fase de concurso si ésta tuviera lugar, ponderación de cada criterio y ponderación total del concurso en el proceso de concurrencia.

iv. Relación de documentación a incluir en la oferta, que como mínimo contendrá:

• Estudio del mercado potencial y la demanda probable que tiene previsto atender el gasoducto en los primeros 20 años.

• Compromisos de intenciones de los potenciales consumidores de gas natural, con indicación de consumo horario y consumo anual de gas natural; y/o de terceros para la construcción de redes de distribución para atender a los mercados de la zona de influencia del gasoducto, con indicación de inversiones, longitud de redes a construir, número de consumidores a conectar y previsión de consumo anual de gas natural

• Relación de instalaciones, sus características básicas y planos de trazado a escala adecuada

• Planificación y plazo de ejecución

• Garantías y Estudio de la viabilidad económica del proyecto

v. Plazos de cada fase y lugar de entrega de la documentación.

vi. Lugar donde se celebrará la apertura de las ofertas económicas y se anunciará la clasificación de las ofertas.

vii. Presupuesto de referencia, calculado por aplicación de los valores unitarios estándar en vigor, y la cuantía y forma de aportación de la fianza.

viii. ~~Retribución por MWh vehiculado máxima admisible, expresada en €/MWh, esta cantidad tendrá carácter confidencial y solo será pública en el momento de resolución del procedimiento. Este valor será establecido de acuerdo a los principios de sostenibilidad económica y financiera incluidos en el artículo 50 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.~~

~~2. En todo lo posible se promoverá el uso de medios telemáticos para el desarrollo de todo el procedimiento de la convocatoria.~~

~~3. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar la información adicional que considere necesaria para realizar la adjudicación de las instalaciones.~~

~~4. Para la elaboración de las prescripciones técnicas, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar asistencia técnica al Gestor Técnico del Sistema.~~

Artículo 42. Retribución máxima admisible por MWh de gas natural vehiculado por las instalaciones

1. El valor de la retribución máxima admisible por MWh de gas natural vehiculado, expresado en €/MWh y 3 decimales, será determinado por la Dirección General de Política Energética y Minas, pudiendo solicitar asistencia técnica a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su elaboración.
2. La retribución máxima admisible por MWh vehiculado será establecida de acuerdo a los principios de sostenibilidad económica y financiera incluidos en el artículo 50 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
3. La retribución máxima admisible por MWh se utilizará para determinar qué ofertas económicas presentadas pasan a la fase de valoración.
4. La Dirección General de Política Energética y Minas remitirá en sobre cerrado el valor de la retribución máxima por MWh al tribunal calificador con anterioridad a la sesión de apertura de sobres de las ofertas económicas, para que sea abierto públicamente antes de la apertura de los sobres con las ofertas económicas.

Disposición Transitoria XX¹³. Convocatoria de Procedimiento de Concurrencia para gasoductos de influencia local de la Planificación 2008-2016

En un plazo máximo de seis meses a contar desde la publicación de este Real Decreto, se publicarán las convocatorias de adjudicación por el procedimiento de concurrencia de todos los gasoductos de influencia local de transporte primario recogidos en el documento de Planificación del periodo 2008-2016 que estuvieran pendientes de adjudicar.

Artículos 42 y 43. Composición del tribunal y Plazos

Contenido de la propuesta

El artículo 42 establece la composición del tribunal calificador¹⁴, que se regirá por lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, definiendo quién tendrá la Presidencia del Tribunal (un funcionario de la DGPEyM) y quién realizará las funciones de Secretario (el funcionario de la Secretaría General Técnica).

Además, recoge que el Presidente tendrá la potestad de convocar las reuniones de los miembros del Tribunal Calificador, cambiar motivadamente un

¹³ Este redactado de la DT sustituiría al redactado de la DT sexta de la Propuesta, según se indica más adelante

¹⁴ El tribunal estará compuesto por:

- Un empleado de la CNMC nombrado por el Director de Energía del Organismo;
- Dos funcionarios de la DGPEyM del MINETUR
- Un funcionario de la Secretaría General Técnica del MINETUR
- Un representante de la Abogacía General del Estado del MINETUR
- Un representante por cada una de las CCAA por donde discurra el trazado de la instalación.
- Potestativamente, por una persona del GTS, sin voto en el tribunal, para labores de asesoramiento técnico.

titular por un suplente y proponer la cancelación del concurso en caso de falta manifiesta de competencia.

Por su parte, el artículo 43 establece los plazos mínimos previstos para resolver el procedimiento de concurrencia:

- Presentación de ofertas, que no podrá ser inferior a 6 meses.
- Comprobación y aceptación de ofertas, que no podrá ser superior a 60 días naturales.
- Subsanación de ofertas, que no podrá ser inferior a 10 días.
- Plazo para establecer la fecha de las sesiones públicas de apertura de los sobres de la fase de concurso y de resolución del procedimiento, que no podrá ser superior a 60 días naturales desde la presentación de ofertas.

Valoración

En relación con el Artículo 42, se considera conveniente completar el título actual “*Composición del tribunal*” con la denominación dada en el Artículo 41, “*tribunal clasificador*”, y que en su composición existan dos representantes, no uno, de la CNMC, tal y como se propuso inicialmente en la Propuesta de Orden informada por la extinta CNE el 28 de marzo de 2012.

Además, se considera necesario clarificar que sea el Tribunal quién debe solicitar al GTS el nombramiento de una persona de apoyo técnico. De no ser así, la propia Resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia debería indicar, al determinar los miembros del Tribunal, la persona del GTS que lo asistiría técnicamente, cuyo nombramiento habría sido solicitado por la DGPEyM con anterioridad.

Por su parte, en el Artículo 43, se indica el mismo plazo máximo de 60 días naturales, tanto para la comprobación y aceptación de ofertas, como para la sesión de resolución del procedimiento, a contar desde el mismo día inicial, de presentación de ofertas. Para que el plazo resolución del procedimiento pueda ser realmente un plazo disponible, se propone contar el plazo desde la fecha de aceptación de ofertas.

Además, se considera necesario diferenciar entre la resolución del procedimiento, momento donde se determina al ganador y el orden de prelación definitivo del resto de ofertas, y la sesión pública de apertura de las ofertas económica, donde se determina un orden de prelación de ofertas provisional a expensas de que se compruebe la existencia, o no, de ofertas calificadas como bajas temerarias.

En consecuencia, se considera más adecuado que la Resolución de Convocatoria recoja que, los plazos para la convocatoria de la sesión pública de apertura de los sobres de la fase de concurso y de la sesión pública de

apertura de los sobres de ofertas económicas; así como el plazo para la resolución del procedimiento de concurrencia, que no podrá ser en su conjunto superior a 60 días naturales a contar desde la fecha de aceptación de ofertas.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se propone las siguientes modificaciones de los Artículos 42 y 43, (además de la reenumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible):

Artículo 432. *Composición del tribunal calificador*

1. *El tribunal se regirá por lo dispuesto en el Capítulo II del Título II de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. Su composición incluirá:
 - i ~~Un~~ **Dos** empleados de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia designados por el Director de Energía.
 - ii Dos funcionarios de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
 - iii Un funcionario de la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
 - iv Un representante de la Abogacía General del Estado del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
 - v Un representante de cada Comunidad Autónoma por la que discorra el trazado de la instalación.Por cada persona titular se deberá nombrar un suplente.*
2. ***Se El Tribunal** podrá solicitar al Gestor Técnico del Sistema el nombramiento de una persona para labores de apoyo técnico, sin voto.*
3. *La presidencia del Tribunal la ejercerá un funcionario de la Dirección General de Política Energética y Minas y el funcionario de la Secretaría General Técnica realizará las funciones de Secretario, levantando acta de las reuniones.*
4. *El Presidente tendrá la potestad de:
 - i Convocar las reuniones de los miembros del tribunal que considere oportunas, con una anticipación mínima de 3 días naturales.
 - ii Cambiar motivadamente un titular por un suplente.
 - iii Proponer la cancelación del procedimiento en caso de falta manifiesta de competencia.*

Artículo 443. *Plazos.*

La resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia incluirá al menos los siguientes plazos:

- i *Plazo de presentación de ofertas, que no podrá ser inferior a 6 meses, a contar desde la fecha de publicación de la convocatoria.*
- ii *Plazo de comprobación y aceptación de ofertas, que no podrá ser superior a 60 días naturales, a contar desde la fecha de finalización del plazo de presentación de ofertas.*
- iii *Plazo de subsanación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 71 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, que no podrá ser inferior a 10 días hábiles*

iv Plazos desde la aceptación de ofertas para la convocatoria fechas de la sesión pública de apertura de los sobres de la fase de concurso y de la sesión pública de apertura de los sobres de ofertas económicas. El plazo para la de resolución del procedimiento de concurrencia, esta última no podrá ser superior a 60 días naturales a contar desde la fecha de finalización del plazo de presentación aceptación de ofertas.

Artículo 44 y 45. Recepción de ofertas y Oferta económica

Contenido de la propuesta

El artículo 44 hace referencia a la Recepción de ofertas, que se compondrá de tres sobres separados: uno con la acreditación del participante, la información técnica del proyecto, garantías de participación y declaración responsable; otro con la oferta económica; y el tercero con la información requerida por la fase de concurso.

Los dos últimos sobres se entregarán cerrados y sólo se podrán abrir en la sesión pública recogida en la Resolución de convocatoria.

El Artículo 45 establece que la oferta económica incluirá exclusivamente la retribución por MWh de gas natural vehiculado, expresada en €/MWh.

Valoración

Se considera recomendable trasladar al Artículo 45 lo estipulado en el apartado 11 del Artículo 50¹⁵, que dice “*En ningún caso se admitirá la revisión o modificación de las ofertas económicas ofertadas*”, ya que su contenido es más propio del Artículo 45.

Además se considera conveniente, señalar cómo se determina el gas vehiculado a través de la instalación, señalando que será el gas medido en el punto de conexión con el gasoducto aguas arriba.

Propuesta de modificación

Artículo 454. Recepción de ofertas.

Cada oferta deberá incluir la siguiente documentación en tres sobres separados:

- i Acreditación del participante, información técnica del proyecto, acreditación de cumplimiento de los requisitos a los que hace referencia el artículo ~~41~~ y garantías de participación de acuerdo a lo dispuesto en el artículo ~~47~~.*
- ii Oferta económica.*
- iv La información requerida por la fase de concurso, en su caso, conforme a lo que se determine en la convocatoria de concurrencia.*

¹⁵ Sobre la fase de resolución del procedimiento de concurrencia,

Los sobres 2 ii y 3 iii se entregarán cerrados y únicamente se podrán abrir en sesión pública, en el lugar y fecha determinada por la convocatoria.

Artículo 465. *Oferta económica.*

La oferta económica incluirá exclusivamente la retribución por MWh de gas natural vehiculado a través de la instalación, considerando como tal el gas medido en el punto de conexión con el gasoducto de aguas arriba, y expresada en €/MWh, con tres ~~dos~~ decimales.

En ningún caso se admitirá la revisión o modificación de las ofertas económicas ofertadas

Artículo 46. *Constitución de garantía para la participación en el procedimiento*

Contenido de la propuesta

El Artículo establece que los participantes en la convocatoria de concurrencia deberán constituir una fianza a favor de la DGPEyM que responda del mantenimiento de sus ofertas hasta la adjudicación del contrato. Dicha fianza será un 1% del presupuesto de referencia publicado en la resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia.

Valoración

Se considera necesario completar el Artículo indicando cómo, dónde y a disposición de quién se constituirá la fianza correspondiente a la garantía de participación. Para ello, se propone incluir un texto similar al del Artículo 52.2 de esta Propuesta relativo a las fianzas que debe constituir el adjudicatario del procedimiento de concurrencia.

Además, se propone trasladar al Artículo 46, lo dispuesto en el Artículo 52.1, donde se indica que las garantías aportadas para participar en el concurso serán devueltas a los participantes no adjudicatarios en un plazo concreto, al ser un aspecto más propio en este Artículo 46. No obstante, a la hora de computar el plazo, se propone que se realice desde la resolución del procedimiento de concurrencia, en lugar de lo dispuesto en el redactado actual que indica que ha de realizarse desde el día de apertura de sobres, sin especificar si son los de la fase de concurso o los de oferta económica.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se propone la siguiente modificación del Artículo 46, (además de la reenumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible):

Artículo 476. *Constitución de garantía para la participación en el procedimiento.*

1. *Las empresas que participen en la convocatoria de concurrencia deberán constituir una fianza a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas que responda del mantenimiento de sus ofertas hasta la adjudicación del contrato.*
2. *La fianza será de un 1% del presupuesto de referencia, calculado por aplicación de los valores estándar en vigor a los parámetros técnicos de la instalación y que será publicado en la resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia.*
3. *La fianza se constituirá en la Caja General de Depósitos a disposición del Director General de Política Energética y Minas, en metálico o en valores del Estado o mediante aval bancario o contrato de seguro de caución con entidad aseguradora autorizada para operar en el ramo de caución.*
4. *Las garantías aportadas para participar en el concurso será devueltas a los participantes no adjudicatarios en un plazo máximo de 5 días hábiles a contar desde la resolución del procedimiento de concurrencia.*

Artículo 47 y 48. Comprobación y admisión de ofertas y Fase de Concurso

Contenido de la propuesta

El Artículo 47 establece que durante la fase de comprobación y admisión de ofertas se verificará que la documentación administrativa está completa, y que el proyecto cumple los requerimientos técnicos establecidos en el pliego de prescripciones técnicas.

Finalizados los plazos, el tribunal publicará la relación de ofertas admitidas para las siguientes fases, y si sólo hubiera una, propondrá a la DGPEyM su adjudicación directa.

Por su parte, el Artículo 48 establece la posibilidad de incluir una “Fase de concurso”, al objeto de valorar criterios no económicos antes de tener en cuenta las ofertas económicas. Esta fase puede tener una valoración máxima del 30% en la valoración final del procedimiento de concurrencia.

Para determinar el resultado de esta fase se aplicará la media aritmética de las calificaciones de cada uno de los criterios o, en su caso, la fórmula de ponderación que establezca la DGPEyM en la Resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia.

Si bien la apertura de los sobres de la Fase de concurso se realiza en sesión pública, la valoración de las ofertas se realiza en una sesión privada del Tribunal de la que deberá levantarse acta que incluya la puntuación final de cada oferta, la puntuación obtenida por cada oferta en cada uno de los criterios, así como las valoraciones realizadas por cada uno de los miembros del tribunal.

Valoración

Se considera conveniente matizar el título del Artículo 47 al objeto de enfatizar que se trata de la fase de comprobación y admisión de ofertas.

En relación con su contenido, se considera necesario que, cuando haya única oferta, antes de proponer su adjudicación directa, el Tribunal debe realizar la apertura del sobre de oferta económica, declarando desierto el procedimiento de concurrencia si la oferta resultara superior al valor de retribución máxima admisible por MWh de gas natural vehiculado determinado por la DGPEyM.

En relación con el Artículo 48, señalar que los aspectos a valorar en esta fase para cada una de las ofertas son variados y complejos, como por ejemplo: (i) el estudio del mercado potencial y la demanda probable que tiene previsto atender el gasoducto a lo largo del tiempo; (ii) la aportación de compromisos de intenciones de los potenciales consumidores de gas natural y/o de terceros para la construcción de redes de distribución; (iii) optimización del trazado propuesto y de las mediciones y unidades de obra; (iv) planificación y plazo de ejecución; (v) Criterios de sostenibilidad; (vi) garantías y estudio de la viabilidad económica del proyecto; etc.

En cuanto al contenido del artículo, se considera necesario reordenarlo y precisar alguno de sus apartados, por ejemplo:

- En los apartados 2 y 3 se recoge cómo deben valorarse las ofertas, pero es en el apartado 5 donde se indica que la determinación de la puntuación de las ofertas, se realizará en una sesión privada del Tribunal, de la que deberá levantarse acta, reflejando las puntuaciones realizadas por cada uno de sus miembros. Se considera que mejoraría la comprensión, que el apartado 5 se antepusiera a los anteriores.
- El apartado 4 indica que la sesión de apertura de sobres de la fase de concurso será pública sólo en ciertos casos, cuando en el Artículo 41 sobre la convocatoria del procedimiento de concurrencia, se indica que dicha sesión debe ser pública. Es más, el apartado 4 prevé la apertura pública cuando el criterio tenga un carácter más subjetivo (aquellos que no son valorables numéricamente o matemáticamente), cuando probablemente la apertura pública sea más efectiva para justamente el otro tipo de criterio. En cualquier caso, se considera que la apertura debería ser siempre pública.
- Se considera necesario, a semejanza con el Artículo 50, que se indique en un apartado que en la sesión de apertura de sobres deberán estar presentes los miembros del tribunal, podrán estar los concurrentes y que se levantará acta del mismo. Todo ello atendiendo a las previsiones establecidas en el texto Refundido de la Ley de Contratos del Sector Público.
- Al determinar cuándo han de hacerse públicos los resultados de esta fase, se indica que se hará en la resolución del procedimiento, cuando debería ser en la sesión pública de apertura de las ofertas económica, ya que la resolución del procedimiento es una fase posterior, que se

realiza tras comprobar la existencia, o no, de ofertas calificadas como bajas temerarias.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se propone la siguiente modificación del Artículo 47 y 48 (además de la reenumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible):

Artículo 487. *Fase de Comprobación y admisión de ofertas.*

1. *En esta fase se verificará que la documentación administrativa está completa, y que el proyecto cumple los requerimientos técnicos establecidos en el pliego de prescripciones técnicas. A tal efecto, se podrán solicitar las correcciones y subsanaciones que sean necesarias respecto de la información técnica y la administrativa.*
2. *Una vez cumplidos los plazos de subsanación establecidos, el tribunal calificador hará pública la relación de ofertas admitidas para pasar a las siguientes fases de la convocatoria.*
3. *Si se verificase que una instalación solo se ha recibido una oferta, el tribunal calificador convocará la sesión de apertura de los sobres de la retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado, de la fase de concurso y de la oferta económica. Si la oferta económica fuera inferior o igual al valor de retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado, El Tribunal propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas la adjudicación directa a la empresa solicitante; en caso contrario declarará el procedimiento desierto.*

Artículo 498. *Fase de concurso.*

1. *El procedimiento de concurrencia podrá incluir una fase de concurso en la que se valoren criterios no económicos, y cuya valoración máxima en el procedimiento de concurrencia no podrá superar el 30%.*
2. *La apertura de sobres de la fase de concurso se llevará a cabo en sesión pública en dependencias del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, notificándose la fecha del acto a los concurrentes con una anticipación mínima de 5 días naturales.*
3. *En la sesión deberán estar presentes los miembros del tribunal, o sus suplentes, y podrán asistir representantes de las empresas concurrentes, levantándose la correspondiente acta que será firmada por los miembros del tribunal.*
4. *La determinación de la puntuación obtenida por cada una de las ofertas en la fase de concurso se realizará en sesión no pública, debiéndose levantar un acta de la misma que incluya la puntuación alcanzada en cada uno de los criterios por parte de cada oferta presentada, la puntuación final de cada una de ellas así como las valoraciones realizadas por cada uno de los miembros del tribunal.*
5. *El tribunal calificador procederá a valorar el cumplimiento de estos criterios por parte de cada una de las ofertas, calificando el cumplimiento de cada uno de los criterios con un valor entre 0 y 10, siendo 10 la valoración máxima y 0 la mínima.*
6. *En el caso de que existieran varios criterios, para el cálculo de la valoración final de esta fase se aplicará la media aritmética de las calificaciones de cada uno de los criterios, a menos que en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se hubiera establecido una fórmula de ponderación diferente.*
7. *~~Si la fase de concurso incluyese criterios no valorables numéricamente o mediante aplicación de fórmulas matemáticas, el tribunal abrirá los sobres relativos a dicha fase de concurso en sesión pública anterior a la referida en el artículo 50,~~*

~~notificándose la fecha a los concurrentes con una antelación mínima de 5 días naturales y debiendo levantarse acta de lo actuado.~~

- ~~8. La determinación de la puntuación obtenida por cada una de las ofertas en la fase de concurso se realizará en la sesión no pública, debiéndose levantar un acta de la misma que incluya la puntuación alcanzada en cada uno de los criterios por parte de cada oferta presentada, la puntuación final de cada una de ellas así como las valoraciones realizadas por cada uno de los miembros del tribunal.~~
9. La valoración del cumplimiento de cada uno de los criterios por parte de las ofertas, así como la valoración final de cada una de ellas se hará pública en la sesión de apertura de sobres de ofertas económicas resolución del procedimiento.

Artículo 49 y 50. Valoración económica de las ofertas y Fase de resolución del procedimiento de concurrencia

Contenido de la propuesta

El artículo 49 establece la fórmula que permite valorar globalmente las ofertas a partir de la puntuación en la fase de concurso, si ésta tuviese lugar, y la oferta económica. El valor resultante “R” constituirá el criterio de ordenación de las ofertas.

Por su parte, el Artículo 50, desarrolla 4 aspectos claramente diferenciados pero, a la vez, interrelacionados:

- Convocatoria y desarrollo de la sesión de apertura de sobres de oferta económica (apartados 2, 3, 4 y parcialmente 5)
- Fase de valoración de ofertas económica (apartados 5, 9, 10 y 11)
- Comprobación de la existencia de ofertas calificadas como bajas temerarias (apartados 6, 7 y 8) y exclusión de las mismas
- Resolución adjudicación de la DGPEyM (apartado 12)

Valoración

Se considera necesario diferenciar entre la resolución del procedimiento, momento donde se determina al ganador y el orden de prelación definitivo del resto de ofertas, y la sesión pública de apertura de las ofertas económicas, donde se determina un orden de prelación de ofertas provisional a expensas de que se compruebe la existencia, o no, de ofertas calificadas como bajas temerarias.

Por tanto, el artículo 50 podría dividirse en dos artículos:

- El primero integraría los apartados que desarrollan la convocatoria y desarrollo de la sesión de apertura de sobres de oferta económica y la fase de valoración de ofertas económicas. Además, en este Artículo, se podría integrar el actual artículo 49 que establece la fórmula para valorar las ofertas en la fase de valoración de ofertas económica.

- El segundo integraría los apartados que regulan la comprobación de la existencia de ofertas calificadas como bajas temerarias y la Resolución de adjudicación de la DGPEyM. Además, en este artículo habría que recoger dos aspectos adicionales: (a) la comunicación del Tribunal a la DGPEyM del ganador del procedimiento de concurrencia (aquella oferta con el menor valor del término R que no haya incurrido en baja temeraria) y qué información debe tener dicha comunicación; (b) cuál es el contenido mínimo de la Resolución de adjudicación de la DGPEyM

Por último señalar, que la empresa sólo podrá acreditar el cumplimiento de los requisitos expuestos en el artículo 40 y el depósito de la fianza establecido en el artículo 52 una vez conocida la Resolución de adjudicación de la DGPEyM. En relación con dicha Resolución, indicará “la retribución ofertada, expresada €/MWh con tres decimales” en lugar de “la retribución RGV ofertada”, ya que este acrónimo se define en el capítulo siguiente.

Propuesta de redacción

Atendiendo a la valoración realizada, se propone las siguientes modificaciones de los Artículos 49 y 50 (además de la reenumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible):

Artículo 5049. Fase de Valoración económica de las ofertas.

1. La valoración económica de las ofertas se llevará a cabo en sesión pública en dependencias del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, notificándose la fecha del acto a los concurrentes con una anticipación mínima de 5 días naturales.
2. En la sesión deberán estar presentes los miembros del tribunal, o sus suplentes, y podrán asistir representantes de las empresas concurrentes, levantándose la correspondiente acta.
3. De existir una fase de concurso en el procedimiento de concurrencia, se procederá en primer lugar a hacer públicas las puntuaciones alcanzadas por las ofertas en cada uno los criterios de la fase de concurso, así como la puntuación final de cada una de ellas.
4. Posteriormente, se abrirán el sobre con el valor de la retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado determinado por la Dirección General de Política Energética y Minas, y los sobres con las ofertas económicas. Las ofertas con un valor superior a la retribución máxima admisible por MWh serán descartadas y para valorar el resto de las ofertas se procederá a calcular ~~utilizará~~ el término R ~~obtenido~~ mediante la siguiente fórmula:

$$R = Of \cdot (1 - \alpha \cdot C/10)$$

Donde:

- Of* : oferta económica (expresada en €/MWh).
 - α* : ponderación de la fase de concurso en tanto por uno. En ningún caso podrá ser superior a 0,3 ni tomar valores negativos.
 - C* : valoración de la fase de concurso (de 0 a 10).
5. Una vez ordenadas las ofertas en función del término R, se declarará cuál es la oferta que tenga el término R más bajo,.

Artículo 519. Fase de resolución del procedimiento de concurrencia

1. Resultará adjudicada la aquella oferta, que tras la fase de valoración económica de las ofertas, tenga en el menor valor del término R y no haya sido calificada como baja temeraria.
2. ~~La resolución del procedimiento de concurrencia se llevará a cabo en sesión pública en dependencias del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, notificándose la fecha del acto a los concurrentes con una anticipación mínima de 5 días naturales.~~
3. ~~En la sesión deberán estar presentes los miembros del tribunal o sus suplentes y podrán asistir representantes de las empresas concurrentes, levantándose la correspondiente acta que será firmada por los miembros del tribunal, pudiéndose entregar copia a los representantes de las empresas que concurren que así lo soliciten~~
4. ~~En el caso de que se incluya una fase de concurso y esta contenga criterios no numéricos o no valorables mediante fórmulas matemáticas, se procederá en primer lugar a hacer públicas las puntuaciones alcanzadas por las ofertas en los criterios de la fase de concurso así como la puntuación final de cada una de ellas.~~
5. ~~Posteriormente se abrirán los sobres con las ofertas económicas, con dicho valor junto con el valor resultante de la fase de concurso se procederá a calcular el término R. Una vez ordenadas las ofertas en función del término R se declarará ganadora la que tenga el término R más bajo.~~
6. El carácter de baja temeraria de una oferta será determinado por el tribunal de acuerdo al presupuesto de referencia de la instalación, los escenarios de demanda considerados y el conjunto de ofertas presentadas.
7. Cuando una oferta sea calificada como baja temeraria, deberá darse audiencia al ofertante para que justifique la valoración de la oferta y precise las condiciones de la misma, en particular en lo que se refiere al ahorro que permita el procedimiento de ejecución del contrato, los escenarios de demanda considerados, las soluciones técnicas adoptadas y las condiciones excepcionalmente favorables de que disponga para ejecutar el proyecto.
8. Si el tribunal, considerando la justificación efectuada por el licitador y los informes mencionados en el apartado anterior, estimase que la oferta no puede ser cumplida como consecuencia de la inclusión de valores anormales o desproporcionados, la excluirá de la clasificación.
9. ~~Si una oferta es superior a la retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado por el gasoducto, esta será descartada.~~
10. ~~El valor de la retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado será calculado por la Dirección General de Política Energética y Minas, debiendo estar a disposición del tribunal calificador con anterioridad a la fase de apertura de sobres.~~
11. En ningún caso se admitirá la revisión o modificación de las ofertas económicas ofertadas.
12. Tras el análisis de la existencia de ofertas que pudieran calificarse de bajas temerarias, el tribunal elevará al Director General de Política Energética y Minas informe del resultado del procedimiento de concurrencia, que incluirá la relación ordenada de las ofertas.
13. Una vez acreditado el cumplimiento de los requisitos expuestos en el artículo 40, y depositada la fianza, La Dirección General de Política Energética y Minas dictará resolución publicando el nombre de la empresa adjudicataria, la descripción del proyecto adjudicado, el plazo de solicitud de autorización administrativa, el plazo de ejecución de las obras y puesta en servicio de las instalaciones y la retribución

RGV ofertada, expresada €/MWh con tres decimales. La empresa acreditará, en el plazo de un mes desde la fecha de la resolución, el cumplimiento de los requisitos expuestos en el artículo 40 y el depósito de la fianza establecido en el artículo 53

Artículos 51, 52 y 53. Declaración de procedimiento desierto, Fianzas e Incumplimiento de la obligación de depósito de la fianza

Contenido de la propuesta

El Artículo 51 prevé la posibilidad de que el Tribunal, de manera motivada, declare desierto el procedimiento en cualquiera de sus fases si apreciase una falta evidente de competencia, todas las ofertas incumplieran el pliego, tuvieran consideración de baja temeraria o superaran el precio máximo establecido.

El Artículo 52 establece que la empresa ganadora del procedimiento constituirá, en el plazo de un mes desde la adjudicación, una fianza por valor del 2 por ciento del presupuesto previsto de las instalaciones, para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones. En la constitución de la misma podrá utilizar la cantidad constituida como garantía de participación en el procedimiento de concurrencia.

El Artículo 53 habilita a la DGPEyM a proponer al siguiente clasificado en el concurso o a ENAGAS TRANSPORTE¹⁶ la realización del proyecto en el caso que la empresa ganadora del procedimiento de concurrencia no constituya la fianza o presente la solicitud de autorización administrativa en los plazos correspondientes. De darse esta circunstancia, el importe de la garantía de participación en el procedimiento de concurrencia correspondiente al ganador del concurso se declarará como ingreso del sistema de liquidaciones.

Valoración

En relación con el Artículo 51, se considera necesario recoger lo indicado en los comentarios del Artículo 38 sobre la conveniencia de que, una vez declarado el procedimiento desierto, la DGPEyM pueda proponer la adjudicación directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal cuando la instalación, por necesidades operativas, fuera necesaria para el mallado de gasoductos primarios.

Se considera conveniente matizar el título del Artículo 52 al objeto de diferenciar claramente la fianza a constituir por el ganador del procedimiento de concurrencia, que regula este artículo, de las fianzas que se constituyen como garantías para participar en el concurso (artículo 46)

¹⁶ Transportista titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal

Además, indicar que el artículo 73 del Real Decreto 1434/2002, que regula la autorización de instalaciones mediante concurrencia, contempla que las empresas ganadoras del procedimiento han de depositar una fianza del valor del 2% del presupuesto previsto al objeto de garantizar el cumplimiento de sus obligaciones. Por el contrario, para las instalaciones autorizadas de forma directa, de acuerdo con los artículos 72 y 82 del Real Decreto 1434/2002, no es preciso que el adjudicatario constituya fianza hasta que le sea otorgada la Autorización Administrativa del proyecto. Por tanto, pudiera parecer que se establece la obligación de constituir dos fianzas, cuando la ejecución del proyecto solo exigiría una. Por ello, se propone que esta fianza, sea aplicable, en su caso, a la fianza que se establezca a los efectos de garantizar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Autorización Administrativa.

Asimismo, tal y como se indicó con motivo del Artículo 46, se propone trasladar lo dispuesto en el Artículo 52.1, relativo a las garantías aportadas por los participantes no adjudicatarios, al Artículo 46 al ser un aspecto más propio en este artículo.

En cuanto al Artículo 53, señalar que se considera conveniente agotar el listado de empresas que participaron con una oferta adecuada en la fase de apertura de ofertas económicas antes de que la DGPEyM proponga a ENAGAS TRANSPORTE la construcción del gasoducto.

Para que la fianza constituida como garantía de participación en el procedimiento fuera un ingreso liquidable para el sistema gasista sería necesario que dicha condición estuviera establecida en el artículo 46 de la Propuesta de Real Decreto

Finalmente, señalar que no es necesario indicar que el importe de la garantía de participación en el procedimiento de concurrencia correspondiente al ganador del concurso se declarará “un ingreso a abonar en forma de pago único” ya que, por la propia naturaleza del Sistema de Liquidaciones, los ingresos son únicos.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se proponen las siguientes modificaciones de los Artículos 51, 52 y 53 (además de la reenumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible):

Artículo 524. *Declaración de procedimiento desierto*

En cualquier fase del procedimiento, el tribunal calificador de manera motivada podrá declarar desierto el procedimiento si apreciase una evidente falta de competencia, si todas las ofertas incumplieran el pliego de prescripciones técnicas, o tuvieran la consideración de baja temeraria, o superasen el precio máximo establecido

Una vez declarado el procedimiento desierto, y si por necesidades operativas, fuera necesaria la construcción del gasoducto objeto del concurso para el mallado de gasoductos primarios, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá proponer la adjudicación directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal.

Artículo 532. Fianzas a constituir por el ganador del procedimiento de concurrencia.

~~1. Las garantías aportadas para participar en el concurso serán devueltas a los participantes no adjudicatarios en un plazo máximo de 5 días hábiles a contar desde el día de la apertura de los sobres.~~

21. La empresa ganadora de la convocatoria constituirá, en el plazo de un mes desde la adjudicación de cada proyecto, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, una fianza por valor del 2 por ciento del presupuesto de referencia, para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones. Esta fianza podrá ser cubierta en parte con la garantía de participación a que hace referencia el artículo 479, en caso contrario esta garantía será devuelta en el plazo máximo de 5 días hábiles a contar desde el día siguiente a la constitución de la fianza.

2. Esta fianza, será aplicable, en su caso, a la fianza que se establezca a los efectos de garantizar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Autorización Administrativa.

23. La fianza se constituirá en la Caja General de Depósitos a disposición del Director General de Política Energética y Minas, en metálico o en valores del Estado o mediante aval bancario o contrato de seguro de caución con entidad aseguradora autorizada para operar en el ramo de caución. La empresa ganadora del procedimiento deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la documentación acreditativa del depósito de dicha fianza dentro del plazo de 30 días a partir de su constitución.

34. La fianza podrá ser ejecutada si, una vez vencidos los plazos previstos en la oferta presentada, la empresa adjudicataria no hubiese dado cumplimiento a las obligaciones imputables a la misma derivadas del concurso.

Artículo 543. Incumplimiento de la obligación de depósito de la fianza.

En el caso de que la empresa ganadora del procedimiento de concurrencia no hubiera constituido la fianza o presentado la correspondiente solicitud de autorización administrativa en los plazos correspondientes, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá proponer a los transportista admitidos que figuren a continuación según el orden de prelación del procedimiento de concurrencia la realización del proyecto y la subsiguiente construcción de las instalaciones. En el supuesto en que ninguna de las empresas admitidas en el procedimiento de concurrencia accediera a la realización del proyecto, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá proponer e la realización del proyecto al transportista titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal, en caso de que no aquel exista o no acepte.

En este caso la garantía de participación se entregará al Gestor Técnico del Sistema que la declarará al régimen de liquidaciones como un ingreso a abonar en forma de pago único en la primera liquidación disponible.

6.2. Capítulo II. Retribución de instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local

El Capítulo II consta de 4 artículos y desarrolla régimen retributivo de los gasoductos primarios pertenecientes a la red de influencia local.

Con carácter general, se recomienda modificar en el título del capítulo y en su contenido las referencias a “instalaciones no troncales dedicados al suministro de su área de influencia” para hacer referencia a la denominación recogida en el Artículo 59.2 de la Ley 34/1998: “instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local”.

En los epígrafes expuestos a continuación se analizan los artículos establecidos en la Propuesta de Real Decreto.

Artículo 54. *Ámbito de aplicación*

Contenido de la propuesta

El artículo 54, establece que la metodología de retribución recogida en los Artículos 55 y 56 es de aplicación exclusiva a las instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local adjudicada por un procedimiento de concurrencia.

Valoración

De acuerdo con el Artículo 64.3 de la Ley 18/2014, el Gobierno, mediante real decreto, establecerá la metodología del régimen retributivo aplicable a las instalaciones de transporte primario de influencia local que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014 (5 de julio de 2014) no dispongan de aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones.

El artículo 54 establece el ámbito de aplicación de la metodología retributiva establecida en los siguientes artículos 55, 56 y 57, para las instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local adjudicadas por el procedimiento de concurrencia y aquellas otras (gasoductos en cascada) que se conecten a las anteriores.

Por su parte, la Disposición Transitoria Sexta establece la metodología de las instalaciones adjudicadas con anterioridad a la entrada en vigor de la Propuesta de Real Decreto y con posterioridad al 5 de julio de 2014 (fecha publicación Real Decreto-ley 8/2014), estableciendo que para dichas instalaciones se aplicará la metodología recogida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

En consecuencia, para dar cumplimiento en toda su amplitud al Artículo 64.3 de la Ley 18/2014 faltaría definir el sistema retributivo de las siguientes instalaciones:

- Instalaciones que han obtenido la aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones con posterioridad al 5 de julio de 2014
- Modificaciones y/o ampliaciones futuras de instalaciones existentes.
- Futuras adjudicaciones al transportista titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal en aplicación del artículo 53

Para estos tipos de instalaciones, se considera pertinente aplicar la metodología recogida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, a semejanza con la propuesta que recoge la Disposición Transitoria Sexta del Real Decreto.

Por tanto, se considera que, con las modificaciones pertinentes, el artículo 54 puede regular el régimen retributivo de todas las casuísticas existentes de instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local.

Con dichas modificaciones, además, serían innecesarios el Artículo 57 y la Disposición Transitoria Sexta.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se proponen las siguientes modificaciones del Artículo 54 (además de la renumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible):

Capítulo II

Retribución de instalaciones de transporte primario no pertenecientes a la red de influencia local troncal

Artículo 554. ~~Ámbito de aplicación~~ Régimen retributivo aplicable a las instalaciones de transporte primario de influencia local.

1. La metodología de retribución de las instalaciones de transporte primario no troncal definida en el presente capítulo, se aplicará exclusivamente a los elementos de inmovilizado pertenecientes a las instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local adjudicadas según la metodología dispuesta en el capítulo I del título IV del presente real decreto, y todas aquellas instalaciones que sean adjudicadas de forma directa que se conecten, amplíen o modifique alguna de las anteriores.
2. Para el resto de casos, incluidas las instalaciones adjudicadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente Real Decreto y las adjudicadas de forma directa al transportista titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal en aplicación de los artículos 52 y 54 de este Real Decreto, se aplicará la metodología recogida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

~~A los efectos del presente capítulo, las instalaciones referidas incluyen los elementos referidos en el artículo 38 del presente real decreto.~~

Artículo 55. Retribución anual

Contenido de la propuesta

El Artículo 55 establece que la retribución anual de las instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de influencia local adjudicadas por un procedimiento de concurrencia, está compuesta de tres términos: la retribución por continuidad de suministro (RCS), la retribución de los costes de operación y mantenimiento (COM) y la retribución por gas vehiculado (RGV).

Los dos primeros conceptos (RCS y COM) se calcularán según lo dispuesto en el Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, mientras que el tercero (RGV) se obtendrá multiplicando el volumen de gas vehiculado por la instalación por la retribución (€/MWh) ofertada en el procedimiento de concurrencia.

La retribución por gas vehiculado (RGV) se devengará hasta que el valor actual neto (VAN) de dichas retribuciones no supere el valor de la inversión, independientemente de que haya superado, o no, la vida útil regulatoria en vigor.

Valoración

El marco retributivo propuesto vincula directamente la retribución de la instalación a la cantidad de gas que vehicula, de tal forma que, a semejanza con la distribución, el titular de la instalación asume el riesgo por los ingresos asociados a la demanda. De esta forma, se introduce un mecanismo que permite mejorar la sostenibilidad económica del sistema gasista a largo plazo, ya que los promotores de nuevas instalaciones estarán incentivados a construir instalaciones viables económicamente.

El sistema retributivo de la Propuesta es bastante similar al sistema establecido por el Anexo XI de la Ley 18/2014 y el Real Decreto 326/2008¹⁷. Así mientras en la metodología del Anexo XI, los costes de inversión se retribuyen a través de dos términos – amortización (A) y retribución financiera (RF) – que deben determinarse anualmente, para los activos adjudicados por concurrencia la retribución de la inversión se hace aplicando un “precio unitario” al volumen de gas vehiculado por la instalación.

Esto permite que la retribución por RGV se pueda pagar directamente a través del sistema de liquidaciones, a semejanza con la retribución variable de O&M

¹⁷ En aquellos aspectos que no contradiga lo dispuesto en el Anexo XI de la Ley 18/2014

de regasificación o del gas de operación, una vez se declaren los volúmenes de gas vehiculados, generándose los siguientes impactos positivos:

1. Se simplifica el sistema retributivo de estas instalaciones al ser innecesario calcular una retribución provisional y ajustarla posteriormente, tal y como recogen los apartados 2.iii y 4 del Artículo 55, ya que desde el primer día de puesta en funcionamiento se estaría devengando y pagando la retribución. Por tanto, la previsión de demanda sólo sería necesaria a efectos presupuestar los costes de las actividades reguladas de cada año, de modo similar a como se utiliza el volumen previsto regasificar o cargar en cisternas de GNL en plantas.
2. Se incentiva la captación de nuevos mercados y la cooperación entre transportistas y distribuidores al alinearse los intereses de ambos. El transportista cobrará retribución cuanto antes se extienda la red, y por su parte, el distribuidor verá aumentar su facturación y posteriormente su retribución.
3. La retribución por RGV, al igual que la retribución variable de O&M de la regasificación, sería un concepto retributivo que no asume déficit al ser cobrado en el momento que se devenga. En consecuencia, aquellos transportistas cuyo portafolio de instalaciones contengan más instalaciones de influencia local adjudicadas por concurrencia estarán menos expuestos a los déficits del sistema gasista.

No obstante, se han observado las siguientes diferencias entre la Propuesta y la metodología de retribución del Anexo XI de la Ley 18/2014 que se consideran conveniente corregir:

1. La Retribución por COM se devenga desde el día siguiente a la fecha de puesta en servicio, cuando según el Anexo XI se devenga desde el primer día del mes siguiente a la puesta en servicio.
2. Una vez finalizada la vida útil regulatoria del elemento, si el elemento continúa en operación, la retribución por COM no es multiplicada por un coeficiente de extensión de vida útil función de la antigüedad de la instalación.

Por último, indicar que en cumplimiento con lo establecido en el artículo 16 del Real Decreto 949/2001, que indica que la retribución de las actividades de gasificación, almacenamiento y transporte se calculará para cada instalación, de forma individualizada, y en aras a simplificar la gestión del sistema retributivo propuesto, se considera conveniente que el concepto retributivo RGV sólo sea percibido por la obra lineal del gasoducto, si bien se ha de entender que el resto de las instalaciones del inmovilizado objeto del concurso están siendo retribuidas indirectamente a través de la retribución de la obra lineal.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se proponen las siguientes modificaciones del Artículo 55 (además de la reenumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible):

Artículo 565. *Retribución anual.*

1. La retribución anual de los elementos del inmovilizado “i” de las instalaciones de la red de influencia local se compone del término de retribución por disponibilidad (RD), resultante de sumar la retribución por gas vehiculado (RGV) y la retribución de los costes de operación y mantenimiento (COM), calculado de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 2 del presente artículo y el término de retribución por continuidad de suministro (RCS)
2. El RCS y el COM serán calculados para cada elemento de inmovilizado “i” de acuerdo a lo dispuesto en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
3. La retribución por RGV de los elementos “i” del inmovilizado de las instalaciones adjudicadas por el procedimiento de concurrencia y de las instalaciones de transporte primario de la red de influencia local adjudicadas de forma directa que se conecten con ellas, se devengará desde el día siguiente a la fecha de su puesta en marcha, siendo un coste liquidable para el Sistema de Liquidaciones. Su valor se determinará: ~~Cálculo de la retribución anual en concepto de retribución a la disponibilidad (RD):~~
 - ~~i. Si es la obra lineal de las instalaciones, aplicando el valor de retribución, en €/MWh, de la resolución de adjudicación de las instalaciones por concurrencia de la Dirección General de Política Energética y Minas, al volumen de gas vehiculado por la instalación en el periodo liquidado medido en en el punto de conexión con el gasoducto de aguas arriba. Se devengará desde el día siguiente a la fecha de puesta en marcha del gasoducto.~~
 - ~~ii. El resto de elementos del inmovilizado no devengarán directamente retribución en concepto de RGV. Estará compuesto por la suma de dos componentes:~~
 - ~~a) La retribución por gas vehiculado (RGV).~~
 - ~~b) La retribución de los costes de operación y mantenimiento (COM) según lo dispuesto en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.~~
 - ~~iii. La retribución por gas vehiculado (RGV) se obtendrá de multiplicar el volumen anual de gas vehiculado por la instalación desde noviembre del año anterior (n-1) a octubre del año (n), ambos incluidos, por la retribución ofertada por adjudicatario de la instalación en el procedimiento de concurrencia.~~

~~Esta retribución se devengará hasta que se cumpla lo establecido en el artículo 576, incluso si las instalaciones superan la vida útil regulatoria en vigor.~~
4. Una vez finalizada la vida útil regulatoria del elemento “i”, si el elemento continúa en operación, la retribución por COM del elemento de inmovilizado «i» en el año “n”, será multiplicada por el coeficiente de extensión de vida útil recogido en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. ~~A los efectos de la aplicación del párrafo anterior:~~
 - ~~i. Se utilizará como caudal provisional a aplicar en el cálculo de la retribución del año “n” el gas vehiculado desde noviembre del año “n-2” a octubre del año “n-1”.~~
 - ~~ii. La retribución provisional anterior se sustituirá por la definitiva una vez que se disponga del caudal definitivo vehiculado desde el mes de noviembre del año “n-1” al mes de octubre del año “n”, ambos incluidos.~~

Artículo 56. Retribución máxima

Contenido de la propuesta

El artículo 56 de la Propuesta establece que la retribución en concepto de RGV será nula cuando el valor actual neto de las retribuciones anuales percibidas en concepto de RGV (VAN_{RGV}), aplicando una tasa de descuento igual a la tasa de rentabilidad (TR) en vigor cada año, supere el valor de la inversión inicial de las instalaciones adjudicadas por concurrencia, calculado por aplicación de los valores estándar.

Valoración

Como se ha comentado en el Artículo anterior, el sistema retributivo propuesto se diferencia del recogido en el Anexo XI de la Ley 18/2014 y en el Real Decreto 326/2008¹⁸, en cómo se retribuyen de los costes de inversión.

Mientras la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014 determina unos pagos anuales –amortización y retribución financiera– durante un periodo temporal determinado –vida útil– que permiten una rentabilidad –TR– a la inversión realizada; el sistema retributivo para los activos adjudicados por concurrencia retribuye los costes de inversión aplicando un “precio unitario” al volumen de gas vehiculado por la instalación sin una limitación temporal expresa para su cobro. En consecuencia, podría llegar un momento a partir del cual los ingresos por RGV generasen una rentabilidad superior a la prevista para los activos a los que aplica la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014.

En consecuencia, el Artículo 56 de la Propuesta establece el mecanismo que garantiza que los activos adjudicados por concurrencia perciban una rentabilidad que no supere la rentabilidad de los activos a los que aplica la metodología del Anexo XI, salvo por las siguientes razones:

1. El valor de inversión reconocida de la Propuesta es el resultante de aplicar valores unitarios de inversión a los elementos del inmovilizado adjudicado por concurrencia, mientras que el valor de la inversión reconocida según el Anexo XI de la Ley 18/2014 se determina teniendo en cuenta también el valor de la inversión auditado y las subvenciones percibidas, en su caso, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$VI_{i,n} = \frac{VI_{Aud} + VI_{VU}}{2} - Sub$$

Donde,

¹⁸ En aquellos aspectos que no contradiga lo dispuesto en el Anexo XI de la Ley 18/2014

- VI_{Aud} es el valor de inversión auditado del elemento inmovilizado “i”, descontados aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución.
- VI_{VU} es el valor de inversión del elemento inmovilizado “i” resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia en vigor en el año de puesta en marcha.
- Sub, son las subvenciones percibidas por las Administraciones Públicas y, en su caso, las instalaciones financiadas y cedidas por terceros. En el caso subvenciones provenientes de organismos de la Unión Europea, se descontará el 90 % del importe percibido.

Por tanto, es evidente que si se considera sólo el valor de inversión resultante de aplicar valores unitarios existiría una asimetría clara con el resto de activos retribuidos según el Anexo XI de la Ley 18/2014.

2. El valor de inversión a retribuir no debe ser únicamente el valor de inversión del elemento que percibe retribución por RGV, sino que se deben considerar también las inversiones del resto de instalaciones adjudicadas en el procedimiento de concurrencia (al objeto de simplificar la gestión de la retribución por RGV se ha limitado su cobro a la obra lineal) y las inversiones de aquellas instalaciones de transporte primario de la red de influencia local del mismo titular adjudicadas, posteriormente, de forma directa que se conecten y que no hayan sido sufragadas por un tercero. De lo contrario, todas estas instalaciones no verían retribuidos sus costes de inversión ya que, de acuerdo con la Propuesta de Real Decreto, sólo tienen derecho a la retribución por continuidad de suministro (RCS) y por operación y mantenimiento (COM).

Es por ello que se debe comparar el VAN_{VI} (de las sucesivas inversiones reconocidas en el tiempo) con el VAN_{RGV} , calculados ambos VAN con la misma tasa de descuento y periodo temporal, de manera que la retribución máxima por RGV se alcance cuando ambos VAN se igualen.

Por último, señalar que el momento en que ambos VAN se igualen se deberá establecer por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas este hecho, a los efectos de determinar el momento a partir del cual la RGV tiene valor cero, y para que el sistema de liquidaciones pueda proceder en consecuencia.

Propuesta de modificación

Atendiendo a la valoración realizada, se proponen las siguientes modificaciones del Artículo 56 (además de la reenumeración por el nuevo Artículo 42 sobre Retribución por MWh vehiculado máxima admisible)

Artículo 576. Retribución máxima por RGV.

1. La retribución en concepto de RGV tendrá valor cero en el momento en que el valor actual neto de las retribuciones anuales en concepto de RGV (VAN_{RGV}) sea igual al valor actual neto de las inversiones reconocidas (VAN_{VI}) por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de las instalaciones adjudicadas por el procedimiento de concurrencia y de las instalaciones de transporte primario de la red de influencia local adjudicadas de forma directa que se conecten con ellas.

Dichos valores se calcularán de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$VAN_{RGV} = \sum_t \frac{RGV_t}{\prod_t (1 + TR_t)}$$

$$VAN_{VI} = \sum_{i,t} \frac{VI_{i,t}}{\prod_t (1 + TR_t)}$$

Siendo RGV_t

RGV_t la retribución por gas vehiculado en el año "t" calculada aplicando el valor de retribución, en €/MWh, de la resolución de adjudicación de las instalaciones por concurrencia de la Dirección General de Política Energética y Minas, al volumen de gas vehiculado, en MWh con tres decimales, en el año "t" medido en la unidad de medida situada en el punto de conexión con el gasoducto aguas arriba de las instalaciones.

$VI_{i,t}$ el valor de inversión en € del elemento del inmovilizado "i" puesto en servicio en el año "t" reconocido por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas

TR_t tasa de descuento del año "t", en tanto por uno, que será igual la tasa de rentabilidad del año "t" según la Ley 18/2014

~~El valor actual neto (VAN) de las retribuciones anuales en concepto de RGV, para cuyo cálculo se aplicará una tasa de descuento igual a la tasa de rentabilidad (TR) en vigor cada año, no podrá superar el valor de la inversión calculado por aplicación de los valores estándar en vigor en el momento de la puesta en servicio. En ese momento, la retribución en concepto de RGV será nula.~~

~~Dicho valor se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:~~

~~$$VAN = \sum_i \frac{RGV_i}{(1 + TR_i)^i}$$~~

~~Siendo RGV_i y TR_i la retribución por gas vehiculado y la tasa de rentabilidad del año i.~~

2. Anualmente se analizará cuando se igualan los valores VAN_{RGV} y VAN_{VI} , en cuyo caso la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá por Resolución, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, las instalaciones afectadas, el mes y año a partir del que el valor RGV es cero, y, en su caso, la retribución cobrada en exceso que se ha de devolver. Dicha retribución en exceso será liquidada por el Sistema de Liquidaciones como ingreso liquidable.

Artículo 57 y Disposición Transitoria Sexta. *Gasoductos en cascada y Retribución de instalaciones de transporte primario no troncal adjudicadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto*

Contenido de la propuesta

El Artículo 57 establece que las instalaciones de transporte primario de influencia local que se conecten un gasoducto primario de influencia local, que haya sido adjudicado por procedimiento de concurrencia, no devengarán retribución en concepto de RGV y sólo recibirán retribución por continuidad de suministro (RCS) y por los costes de operación y mantenimiento (COM).

Por su parte, la Disposición Transitoria Sexta establece que las instalaciones de transporte primario de influencia local adjudicadas con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto serán retribuidas según la metodología dispuesta en el Anexo XI la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Valoración

Con las modificaciones propuestas en los artículos 38, 55 (nuevo) y 56 (nuevo), este artículo y esta Disposición Transitoria son prescindibles.

7. Modificación del Real Decreto 1716/2004. Existencias de seguridad

La Disposición Final Tercera del Proyecto de Real Decreto modifica sustancialmente el contenido del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. Se introducen modificaciones tanto en relación al sector del gas natural como al de los hidrocarburos líquidos. El régimen transitorio para la aplicación de las algunas de las nuevas disposiciones se establece en la Disposición Transitoria Novena y en la Disposición Transitoria Undécima del Proyecto de Real Decreto.

7.1. Modificaciones en relación al sector de gas natural

Contenido de la Propuesta

Las modificaciones en relación con el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural se encuentran en el apartado 7 de la Disposición Final Tercera.

La Propuesta de Orden modifica el modo de cómputo de las existencias mínimas de seguridad de gas natural, distinguiendo entre existencias estratégicas y operativas: propone disminuir a 10 días de consumo firme la cuantía de reservas estratégicas, constituyendo simultáneamente una reserva

de existencias operativas de 10 días adicionales, de los cuales 8 se deberán mantener en los almacenamientos subterráneos básicos y los dos restantes en almacenamientos subterráneos o en forma de GNL en plantas de regasificación o plantas satélites.

La redacción original del artículo 17.1 y 17.2 del Real Decreto 1716/2004 es prácticamente idéntica a la que ahora se propone: establece unas obligaciones de 10 días de existencias estratégicas y 10 días (8+2) de existencias operativas. No obstante, no está vigente ninguno de los dos apartados, puesto que la obligación de mantenimiento de existencias estratégicas se amplió a 20 días a través del artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011 y la obligación de mantenimiento de existencias operativas dejó de estar vigente el 1 de enero de 2012, en aplicación de la Disposición transitoria decimonovena de la Ley 34/1998.

Como diferencia, la redacción original del artículo 17.2 del Real Decreto 1717/2004 permitía el almacenamiento de los 8 días de existencias medias en cualquier instalación de almacenamiento, mientras que la propuesta de redacción del artículo 17.2 obliga a tenerlas en almacenamiento subterráneo de la red básica de gas natural, restricción que ya contemplaba el artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011.

Valoración

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural introdujo una Disposición transitoria decimonovena en relación con las existencias mínimas de seguridad de gas natural, que establecía lo siguiente:

“Hasta el 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad a que se refiere el artículo 98 de la presente Ley, podrán incluir reservas de carácter operativo. Reglamentariamente, se establecerá la parte de las existencias mínimas de seguridad que podrá tener carácter operativo y la forma en que éstas podrán computarse.”

De la anterior disposición transitoria, se podría desprender que a partir del 1 de enero de 2012 las existencias mínimas de seguridad no podrán incluir reservas de carácter operativo.

La ITC/3128/2011 elevó la obligación de mantenimiento de existencias de gas natural de carácter estratégico hasta los 20 días.

Recientemente, la Ley 8/2015, de 21 de mayo, modificó nuevamente el artículo 98 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, habilitando al Gobierno para que reglamentariamente determinase la parte de existencias mínimas de

seguridad que tendrán carácter estratégico y las que tendrán carácter operativo, así como la forma en que éstas podrán computarse.

Tal y como se configuran las existencias mínimas de seguridad en la propuesta de Real Decreto, tanto las existencias estratégicas como 8 de los 10 días de almacenamiento de las operativas deben mantenerse en almacenamientos subterráneos de la red básica de gas natural, por lo que la nueva propuesta asegura casi el mismo grado de llenado de los almacenamientos al inicio del periodo invernal. Por tanto, la modificación que se propone en relación con las existencias de seguridad permite, sin menoscabar notablemente la seguridad de suministro durante el invierno, dotar a los comercializadores de una mayor flexibilidad con un menor coste, puesto que los agentes tienen la posibilidad de utilizar el gas de las existencias operativas durante el año.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que, el estudio del impacto económico de esta medida realizado en la Memoria del Proyecto de Real Decreto, estima una reducción de ingresos para el sistema de 2.117.448 €, y considera que esta pérdida de ingresos se traduce en menores costes para los comercializadores, que se añade al ahorro de costes derivado de la posibilidad de usar 8 días de existencias operativas durante el invierno; se asume que dicho ahorro de costes será trasladado al consumidor final.

En este sentido, cabe señalar que el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, convalidado por la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, establece en su artículo 59 que:

“toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.”

Por tanto, una pérdida de ingresos en el sistema debería llevar a tomar otra medida para compensar dicha pérdida de ingresos y mantener el equilibrio del sistema.

Sobre las obligaciones de constitución de existencias por parte de los comercializadores que inicien su actividad.

Como comentario adicional a las obligaciones de mantenimiento de existencias de seguridad de gas natural, se propone una modificación adicional en el Real Decreto 1716/2004.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 19 del Real Decreto 1716/2004, los comercializadores que inicien su actividad deben cumplir con sus obligaciones

de existencias mínimas de seguridad en su primer año de actividad en función de su estimación razonada de ventas; para el resto de operadores esta obligación se establece en función de sus ventas del año anterior.

Este requisito puede convertirse una barrera de entrada y una mayor carga de obligaciones para los comercializadores que inician su actividad, ya que se les obliga a mantener existencias en el año n por unas ventas que no han realizado en el año n-1. En caso de que las ventas reales fueran finalmente inferiores a las previstas, habrían estado incurriendo en un coste innecesario.

Por ello, se propone eliminar el artículo 19 del Real Decreto 1716/2004, de manera que la obligación de constitución de existencias de seguridad de gas natural se establezca de manera igual para todos los operadores, en función de las ventas realizadas el año anterior, no habiendo necesidad de incluir un criterio más exigente para los comercializadores que inician su actividad.

Propuesta de modificación

Artículo 19. Inicio de actividad

En el caso de los comercializadores y consumidores directos en mercado que inicien su actividad, los promedios de venta con arreglo a los cuales deban cumplir sus obligaciones de existencias mínimas de seguridad serán sustituidos, para el primer año, por una estimación razonada de ventas, que deberá ser aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Para los consumidores que hagan uso por primera vez del derecho de acceso, la base sobre la que calcular sus existencias mínimas de seguridad podrá calcularse sobre los consumos de carácter firme del año anterior teniendo en cuenta cuantas circunstancias puedan justificadamente incidir en una modificación de las bases de cálculo de las existencias mínimas de seguridad.

7.2. Modificaciones en relación al sector de hidrocarburos líquidos

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en adelante, Ley de Hidrocarburos), en su Exposición de Motivos, reconoce expresamente la especial importancia que, para el desenvolvimiento de la vida económica nacional, tiene el suministro de productos petrolíferos y de gas natural.

En base a esta consideración se introdujeron en dicho texto legal prescripciones tendentes a salvaguardar la seguridad y continuidad de los suministros de hidrocarburos mediante el establecimiento de obligaciones asociadas al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y de gas natural y a la diversificación de suministros de gas, previendo incluso, con carácter excepcional, ciertos supuestos de intervención directa en el mercado por parte de los poderes públicos en casos de emergencia.

Las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad tienen en España, en el ámbito de los hidrocarburos líquidos, una larga tradición. Así, determinadas medidas adoptadas en el marco del Monopolio de Petróleos precedieron a las obligaciones que fueron progresivamente incorporadas a nuestro ordenamiento jurídico como consecuencia de los compromisos de carácter internacional asumidos por nuestro país como miembro signatario de la Carta de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y, posteriormente, como Estado miembro de la Unión Europea (UE). La normativa española sobre existencias mínimas de seguridad de productos derivados del petróleo debe permitir también el cumplimiento de estos compromisos internacionales.

El actual régimen reglamentario sobre existencias mínimas de seguridad, que desarrolla lo establecido por la Ley de Hidrocarburos en materia de garantía y seguridad de suministro de productos petrolíferos, es el establecido por el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, RD 1716/2004). Fue modificado sustancialmente en el año 2011, quedando afectados aspectos tan esenciales como el volumen de existencias mínimas totales del sistema, la diferenciación entre refineros y no refineros en la constitución de la parte de existencias mínimas que tienen la consideración de estratégicas o la estructura de las cuotas de la citada Corporación, entre otros.

Por su parte, la Directiva 2009/119/CE del Consejo de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos (en adelante, Directiva 2009/119/CE), es la que establece el marco comunitario que garantiza el mantenimiento de un nivel elevado de seguridad de abastecimiento de petróleo en la Unión Europea.

Al objeto de adecuar la normativa nacional a la citada Directiva, el Real Decreto-ley 15/2013¹⁹ (en adelante, RDL 15/2013) modificó los artículos 50, 51 y 52 de la Ley de Hidrocarburos, quedando establecidas ciertas bases que requieren de un desarrollo reglamentario posterior. Entre las más relevantes destaca: 1) la consideración de las existencias mínimas de seguridad como reservas de emergencia, a efectos de la Directiva (artículo 2.i) y del cumplimiento por parte de España de los compromisos adquiridos; y 2) la introducción de la obligación de mantener de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades entre los 90 días de importaciones netas diarias medias y los 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al “año de referencia”, en petróleo equivalente.

¹⁹ Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre, sobre la reestructuración de la entidad pública empresarial «Administrador de Infraestructuras Ferroviarias» (ADIF) y otras medidas urgentes en el orden económico.

En cualquier caso, pese a estas modificaciones de la Ley de Hidrocarburos, la Directiva 2009/119/CE no quedó totalmente transpuesta al ordenamiento jurídico español. En consecuencia, el 18 de junio de 2015, la Comisión Europea dirigió un dictamen motivado al Reino de España en el que pone de manifiesto que no han sido transpuestas a la normativa nacional determinadas disposiciones de la Directiva.

El Proyecto de Real Decreto modifica, en su Disposición Final Tercera, el RD 1716/2004 con dos objetivos principales. Por un lado, transponer totalmente a la normativa española lo establecido en la Directiva 2009/119/CE y, por otro, tal y como versa su exposición de motivos *“incrementar la competencia en el mercado minorista”* e introducir *“medidas con objeto de optimizar los costes derivados del mantenimiento de las reservas obligatorias. Estas medidas, en última instancia, revertirán en un menor coste para el consumidor”*.

A continuación se exponen las consideraciones sobre cada una de las modificaciones propuestas. En general, todas aquellas modificaciones derivadas de la transposición de la Directiva merecen una valoración positiva por el hecho de que con ellas se recoge en la literalidad de la norma española el texto de la Directiva y se aporta transparencia al cálculo de las obligaciones internacionales y a la remisión de información a la Comisión Europea. No obstante, su efecto práctico no es relevante pues los procedimientos que ahora se publicarían se aplican desde hace tiempo.

Las consideraciones sobre nuevas propuestas que encuentran su justificación en el incremento de la competencia y la optimización de costes, se emiten tenido en cuenta, por un lado, la especial relevancia que se ha de otorgar a las obligaciones relacionadas con la garantía de suministro, dada la importancia de los aprovisionamientos de hidrocarburos para la economía española y los riesgos asociados a nuestra dependencia externa, y por otro, la posible afección de las medidas que se adopten sobre las condiciones de competencia en los mercados de hidrocarburos.

Las principales modificaciones que con este doble objetivo se incorporan a la norma afectan fundamentalmente al contenido del artículo 14 del vigente RD 1716/2004. Por un lado, se introducen medidas para favorecer a los sujetos obligados en una posición competitiva inferior, flexibilizando enormemente la solicitud de días adicionales a CORES (pudiendo llegar a solicitarse hasta la totalidad de la obligación) y matizando el orden de prioridades con el que dichas peticiones han de ser atendidas. Por otro, al objeto de reducir el precio de los carburantes, se propone la eliminación del excedente de existencias con el que cuenta actualmente CORES, una vez éste se haya reducido tras atender las nuevas solicitudes adicionales que se esperan a la entrada en vigor del nuevo Real Decreto. Esta última medida es, quizás, la novedad más relevante que introduce el Proyecto de Real Decreto en el ámbito de los hidrocarburos líquidos. Su adecuación se ha de valorar con las precauciones debidas y en un escenario no sólo cortoplacista. El liberar la totalidad del excedente, con el fin

de reducir los precios finales de los carburantes, podría condicionar la atención de solicitudes de almacenamiento adicionales futuras y, en consecuencia, dejarían de tener efecto las medidas adoptadas al objeto de favorecer la posición competitiva de los sujetos con menor presencia en el mercado.

Finalmente, se emiten consideraciones sobre artículos del RD 1716/2004 que no son objeto del Proyecto de Real Decreto, pero que sería necesario modificar por verse afectados por los cambios ahora introducidos.

7.2.1. Sobre el nuevo artículo 1 bis del RD 1716/2004 (Definiciones)

Contenido de la propuesta

El Proyecto de Real Decreto introduce sobre el RD 1716/2004 un nuevo artículo (artículo 1 bis) a efectos de recoger determinadas definiciones de la Directiva 2009/119/CE cuya transposición ha solicitado la Comisión Europea. En concreto, se trata de las definiciones de “*año de referencia*”, “*consumo interno*”, “*decisión internacional efectiva de movilización de reservas*”, “*interrupción grave del suministro*” y “*accesibilidad física*” (artículo 2, letras a), d), e), g) y m) de la Directiva, respectivamente).

Valoración

Se valora positivamente la introducción de estas definiciones pues aportan claridad a los términos que se emplean en el cuerpo del RD 1716/2004.

Las tres primeras definiciones se transponen literalmente. En las dos últimas se incorpora o sustituye el término “*reservas*” por “*existencias de seguridad*”, términos equivalentes pero con distinta nomenclatura (esta equivalencia se refleja, tal y como se ha comentado anteriormente, en la nueva redacción del artículo 51 de la Ley de Hidrocarburos, introducida con la aprobación del RD-L 15/2013).

7.2.2. Sobre el artículo 2 del RD 1716/2004 (Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad)

Contenido de la propuesta

El Proyecto de Real Decreto modifica el periodo de referencia base que se emplea para el cálculo de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por cuenta de cada sujeto obligado.

La normativa vigente establece que cada sujeto ha de mantener en todo momento un volumen de existencias equivalente a 92 días de sus ventas o consumos (20 días en el caso del GLP) realizados en los doce meses anteriores, fijándose para su cómputo un decalaje de tres meses.

El Proyecto de Real Decreto sustituye, tanto para productos petrolíferos como para GLP, este año móvil de referencia por el “*año natural anterior*” e introduce

la previsión de que para el cálculo de la obligación durante el primer trimestre de cada año se considerarán las ventas o consumos del penúltimo año natural.

En atención a esta previsión del primer trimestre, la Disposición Transitoria Undécima del Proyecto de Real Decreto, sobre régimen transitorio para el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, establece que la sustitución del año móvil por el año natural se realizará el 1 de abril de 2016 (el contenido de esta disposición transitoria se abordará posteriormente).

Valoración

Esta modificación del RD 1716/2004 se considera oportuna pues se transpone el periodo de referencia, así como la previsión para el primer trimestre, establecidos en la Directiva 2009/119/CE (artículo 3, puntos 2 y 3).

Con esta modificación, los sujetos obligados deberán mantener un nivel constante de existencias mínimas de seguridad durante un total de 12 meses (de 1 de abril del año n al 31 de marzo del año $n+1$), y no variable cada mes como lo es actualmente por considerarse un año móvil, lo cual introduce mayor certidumbre en sus actuaciones.

Por otro lado, en el corto plazo, el considerar el año natural llevará previsiblemente a una reducción de los volúmenes a mantener, dado que la demanda parece consolidar su senda ascendente²⁰, y en consecuencia a una reducción del coste de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por parte de los sujetos obligados de la que podrían verse beneficiados los consumidores.

Adicionalmente, al hacer coincidente el periodo de referencia con el de la Directiva es más sencillo ajustar la obligación nacional (92 días de ventas o consumos en términos de masa) a la obligación internacional (la mayor de las cantidades correspondientes bien a 90 días de importaciones netas diarias medias o bien a 61 días de consumo interno diario medio en términos energéticos).

Por último, sin perjuicio de lo que se comentará en el apartado 7.2.9 de este informe, se considera adecuado, por simplicidad, comenzar a considerar el año natural como periodo de referencia a partir del 1 de abril de 2016, fecha en la que estarán disponibles los datos de ventas o consumos del ejercicio 2015 en base a los cuales se fijarán los volúmenes constantes a mantener hasta el 31 de marzo de 2017. Además, demorando este cambio al 1 de abril de 2016, los sujetos obligados, así como la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES), podrán planificar con tiempo sus nuevas necesidades de existencias y de capacidad de almacenamiento.

²⁰ El año móvil recoge meses más actuales en los que se prevé unas ventas superiores a las de meses anteriores. En un escenario de recuperación de demanda, los volúmenes asociados al año móvil son superiores a los correspondientes al año natural.

7.2.3. Sobre el artículo 9 del RD 1716/2004 (Productos petrolíferos sujetos a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad)

Contenido de la propuesta

El Proyecto de Real Decreto modifica el apartado 3 de este artículo, confirmando el carácter de “fijo” al porcentaje del 4% en el que las existencias en forma de crudo, materias primas y productos semirrefinados deben reducirse para ser contabilizadas netas de su contenido en naftas. El texto vigente del artículo 9 permite reducciones inferiores al establecer este 4% como porcentaje máximo.

Por su parte, se mantiene el 10% de reducción que se ha de realizar sobre los volúmenes de cada uno de los grupos de productos, crudo y productos semirrefinados, para contabilizarse como existencias mínimas de seguridad.

Valoración

Se valora positivamente esta modificación pues se recogen los mismos porcentajes establecidos en el Anexo III de la Directiva 2009/119/CE sobre los métodos aplicables al cálculo del nivel de las reservas.

7.2.4. Sobre el artículo 10 (contabilización de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo) y los nuevos Anexos I, II y III del RD 1716/2004 y la Disposición Final Cuarta del Proyecto de Real Decreto

El Proyecto de Real Decreto modifica los apartados 1 y 4 del artículo 10 del RD 1716/2004 y le incorpora un nuevo apartado 5. Adicionalmente, en relación a este artículo, se añaden tres nuevos anexos (I, II y III) al citado Real Decreto.

Por otro lado, la Disposición Final Cuarta del Proyecto de Real Decreto introduce una habilitación para modificar el contenido tanto de los anexos como del nuevo apartado 5.

Contenido de la propuesta - apartado 1

En el apartado 1 del artículo 10 se introducen dos novedades en relación al producto arrendado con el que los sujetos pueden hacer frente a su obligación de mantenimiento de existencias. En primer lugar, se exige que los contratos de arrendamiento suscritos han de ser “*previamente comunicados a la Corporación*”. En segundo lugar, se establece que los volúmenes asociados a estos contratos de arrendamiento no podrán ser objeto de cesión o arrendamiento a terceros en forma alguna, es decir, se prohíbe el subarriendo.

Valoración

Ambas modificaciones se consideran adecuadas en la medida que permiten mejorar la trazabilidad (al evitarse los subarriendos) y el control del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que CORES ha de

realizar. Teniendo a disposición los contratos de arrendamiento y, por tanto, las condiciones en ellos contenidas, es posible verificar si el acuerdo entre dos sujetos (arrendador y arrendatario) es aplicable tan sólo a determinados días del mes²¹ o si se extiende a un periodo más amplio que permita cumplir con la obligación de mantener existencias “*en todo momento*”, tal y como exige el artículo 2 del RD 1716/2004.

Adicionalmente, con la prohibición de subarriendos se traslada a la normativa nacional el contenido del artículo 8, apartado 1, párrafo segundo de la Directiva 2009/119/CE, tal y como ha solicitado la Comisión Europea. En todo caso, esta prohibición ya había quedado recogida en el ordenamiento español a través de la nueva redacción del artículo 51.2 de la Ley de Hidrocarburos dada por el RDL 15/2013.

Por último, convendría aclarar si lo que se pretende es que la Corporación disponga de una copia de los contratos o simplemente basta con una notificación de la suscripción de los mismos. Si la intención fuera la primera convendría sustituir el término “*comunicados*” por “*remitidos*” al objeto de evitar errores interpretativos.

Propuesta de redacción

Artículo 10 del RD 1716/2004. Apartado 1

“En el cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, podrán computarse como tales las cantidades que, siendo propiedad del sujeto obligado o estando a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento, se destinen a su consumo en territorio nacional, siempre que los citados contratos de arrendamiento asociados hubiesen sido previamente remitidos comunicados a la Corporación. Además, en el caso de contratos de arrendamiento, los volúmenes asociados no podrán ser objeto de cesión u arrendamiento a terceros en forma alguna.

A efectos del cálculo de las existencias mínimas de seguridad, tendrán esta consideración:

- a) Las contenidas a bordo de buques petroleros, incluidos los butaneros, que se encuentren en puerto pendientes de descarga, una vez cumplimentadas las formalidades portuarias.*
- b) Las almacenadas en los puertos de descarga.*
- c) Las contenidas en los depósitos y esferas de las refinerías.*
- d) Las contenidas en depósitos a la entrada de los oleoductos.*

²¹ La verificación del cumplimiento de la obligación se realiza, en principio, con la información de existencias a último día de cada mes (Resolución de 27 de mayo de 2007 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban los nuevos formularios oficiales para la remisión de información a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos).

e) *Las existentes en los depósitos y esferas de los operadores autorizados para la distribución al por mayor, en las empresas de almacenamiento o de importación, y en los de los comercializadores y distribuidores al por menor.*

f) *Las existentes en los depósitos de los grandes consumidores. A estos efectos, se entenderá por gran consumidor aquel que consuma más de 10.000 toneladas métricas al año de los productos petrolíferos o 500 toneladas métricas al año en el caso de gases licuados del petróleo.*

g) *Las existentes en barcazas y barcos en tráfico de cabotaje durante el transporte dentro de las fronteras nacionales, siempre que la Administración pueda ejercer su control, y disponer de ellas sin demora.*

h) *El petróleo crudo o productos petrolíferos almacenados en una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.*

En todo caso, las instalaciones en las que se almacenen productos petrolíferos, computables a efectos de existencias mínimas de seguridad, deberán estar inscritas en los correspondientes registros de las Administraciones públicas competentes. “

Contenido de la propuesta – apartado 4

El apartado 4 del artículo 10 del RD 1716/2004 se amplía, incorporando, tal y como ha solicitado la Comisión Europea, las disposiciones contenidas en el artículo 5 de la Directiva 2009/119/CE para garantizar la disponibilidad y la accesibilidad física de las existencias mínimas de seguridad a fin de permitir su verificación en cualquier momento. Se establece que CORES habilitará procedimientos para la identificación, contabilidad y control de las existencias, debiendo adicionalmente remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe de carácter anual con el detalle de las actuaciones de control desarrolladas.

Valoración

Se valora positivamente la ampliación del apartado 4 pues transpone el contenido de la Directiva 2009/119/CE, en cuanto a disponibilidad de reservas. Asimismo, asegura la habilitación de los procedimientos oportunos al asignar las actuaciones a CORES, en atención a sus facultades de inspección, y permite su seguimiento mediante el informe anual referido.

Contenido de la propuesta – nuevo apartado 5

Se incorpora al artículo 10 un nuevo apartado 5 con los siguientes objetivos, todos ellos relacionados con el cómputo de existencias y cálculo de la obligación a nivel país:

- Precisar el procedimiento para calcular y verificar el cumplimiento a nivel país de las obligaciones internacionales, tanto si lo que se considera son las importaciones netas diarias netas como el consumo interno diario medio.

Para ello, por un lado, se aportan los métodos de cálculo para convertir a unidades energéticas (equivalente de petróleo) las importaciones netas o el consumo. Estos métodos se incorporan, respectivamente,

como Anexo I y Anexo II al RD 1716/2004, los cuales coinciden literalmente con los Anexos I y II de la Directiva 2009/119/CE.

Por otro lado, se precisan los dos posibles métodos que España, como miembro de la UE, puede aplicar para el cálculo de reservas a nivel país. Estos métodos forman parte del Anexo III de la Directiva, si bien se proponen incorporar en la normativa española en el texto del articulado.

- Se establece que no se podrán computar a nivel país como existencias mínimas de seguridad las cantidades objeto de embargo o de empresas en quiebra o concurso de acreedores, tal y como establece el artículo 12.3 de la Directiva 2009/119/CE.
- Se establece como nueva obligación estadística para CORES la elaboración de las estadísticas sobre el nivel de reservas que la Dirección General de Política Energética y Minas ha de remitir mensualmente a la Comisión Europea en virtud de lo establecido en el artículo 12.1 de la Directiva. Las normas de elaboración de esta relación estadística se incorporan como nuevo Anexo III al RD 1716/2004, cuyo contenido es coincidente, salvo pequeñas salvedades justificadas, con el Anexo IV de la Directiva 2009/119/CE.

Valoración

Se valora positivamente el contenido del nuevo apartado 5. La incorporación de los métodos de cálculo y conversión de unidades, si bien son los que se vienen aplicando por ser los establecidos en la Directiva, aportan claridad a la norma y ayudan a comprender su cumplimiento. Asimismo, queda plasmada en el texto normativo la función estadística que CORES ya venía realizando al elaborar las relaciones sobre el nivel de reservas que exige la Comisión Europea.

Se propone, no obstante, la inclusión de dos precisiones. Una en relación a la verificación del cumplimiento de la obligación a nivel país durante el primer trimestre de cada año y otra en relación al periodo mínimo de permanencia que exige la Directiva en su Anexo III (y que en el texto del Proyecto no ha quedado recogido) sobre el método elegido para el cálculo del nivel de las reservas.

Propuesta de redacción

Artículo 10 del RD 1716/2004. Nuevo apartado 5

5. A los efectos de verificar el cumplimiento a nivel país de las obligaciones internacionales, el consumo interno diario medio que debe ser tenido en cuenta, se calculará sobre la base del equivalente de petróleo crudo del consumo interno durante el año natural precedente, establecido y calculado según las modalidades y el método expuestos en el anexo II.

Cuando proceda, las importaciones netas diarias medias que deben tenerse en cuenta se calcularán sobre la base de equivalente de petróleo crudo de las importaciones diarias durante el año natural precedente, establecida según las modalidades y el método expuestos en el anexo I.

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de cada año, las medias diarias de consumo interno y de importaciones netas referidas en los dos párrafos anteriores se determinarán sobre la base de las cantidades consumidas o importadas, respectivamente, durante el penúltimo año anterior al año natural en cuestión.

Asimismo, se podrá optar por cualquier de las los siguientes opciones métodos aplicables al cálculo del nivel de existencias. El método elegido se mantendrá durante todo el año natural en cuestión:

a) incluir todas las demás reservas de productos petrolíferos que figuran en el anexo C, punto 3.1, del Reglamento (CE) nº 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las estadísticas sobre energía, con respecto a la aplicación de actualizaciones para las estadísticas sobre energía mensuales y anuales, y determinar su equivalente de petróleo crudo multiplicando las cantidades por 1,065.

b) incluir las reservas exclusivamente de los productos siguientes: gasolina de automoción, gasolina de aviación, carburante de tipo gasolina para aviones de retropropulsión (carburante de tipo nafta para aviones de retropropulsión o JP4), carburante de tipo queroseno para aviones de retropropulsión, otro queroseno, gasóleo/carburante diésel (fuelóleo destilado), fuelóleo (tanto de bajo como de alto contenido de azufre), y determinar su equivalente de petróleo crudo multiplicando las cantidades por el factor 1,2.

En ningún caso se podrán computar a nivel país como existencias mínimas de seguridad las cantidades de petróleo crudo o de productos petrolíferos objeto de medidas de embargo o de ejecución así como las existencias de empresas en procedimiento de quiebra o de concurso de acreedores sin perjuicio de que dichas cantidades si sean consideradas a efecto del cumplimiento de la obligación nacional por parte del sujeto en cuestión.

La Corporación elaborará, sin perjuicio de sus restantes funciones, las relaciones estadísticas a que hace referencia el Anexo III.”

Contenido de la propuesta – Disposición Final Cuarta

La Disposición Final Cuarta del Proyecto de Real Decreto habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para modificar los nuevos anexos I, II y III así como el nuevo apartado 5 del artículo 10 del RD 1716/2004, cuando resulte necesario ajustarlos a lo dispuesto en la normativa europea o internacional.

Valoración

Se valora positivamente la introducción de esta habilitación pues el contenido de los tres anexos y del nuevo apartado 5 es transposición directa de la Directiva 2009/119/CE y, por tanto, son susceptibles de modificación.

No obstante, por simplicidad normativa, se aconseja incluir esta habilitación en el cuerpo del RD 1716/2004 y no como disposición final de otro Real Decreto. En concreto, se propone su inclusión como nuevo apartado 6 del artículo 10 del

RD 1716/2004 y la eliminación de la Disposición Final Cuarta del Proyecto de Real Decreto.

Propuesta de redacción

Artículo 10 del RD 1716/2004. Nuevo apartado 6

6. Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para modificar lo dispuesto en el apartado anterior así como el contenido de los Anexos I, II y III a los que en él se hace referencia, cuando resulte necesario para ajustar tales disposiciones a la normativa europea o internacional.

Disposición Final Cuarta. Habilitación para la actualización de los anexos I, II y III del Real Decreto 1716/2004, de 23 de Julio.

Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para modificar el contenido de los Anexos I, II y III del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, así como lo dispuesto en el artículo 10.5 cuando resulte necesario para ajustar tales disposiciones a la normativa europea o internacional.

7.2.5. Sobre el artículo 11 del RD 1716/2004 (Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos fuera del territorio español)

El Proyecto de Real Decreto modifica el artículo 11 del RD 1716/2004 incorporando algunos cambios al redactado actual, que pasa íntegramente a ser el apartado 1, e introduce los nuevos apartados 2, 3 y 4. El apartado 1 se destina a regular el almacenamiento en la Unión Europea de existencias computables en la obligación española, mientras que el nuevo apartado 2 se destina al caso contrario, es decir, al almacenamiento en España de existencias que son computables en las obligaciones de otros países comunitarios. El apartado 3 aborda el caso de países terceros, no miembros de la Unión Europea. El apartado 4 transpone lo indicado en la Directiva sobre el uso de las reservas localizadas fuera de los países origen en caso de situaciones de crisis.

Contenido de la propuesta – apartado 1

El artículo 5.1 de la Directiva 2009/119/CE determina que cada Estado Miembro puede establecer límites o condiciones respecto a la posibilidad de que sus reservas sean almacenadas fuera de su territorio.

El artículo 11 del RD 1716/2004 vigente permite que los sujetos obligados a mantener existencias en beneficio del Reino de España puedan almacenar hasta un 40% de su obligación en otro Estado Miembro de la Unión Europea siempre que, como condición previa, exista un acuerdo intergubernamental con dicho Estado y se disponga de la autorización del Ministro de Industria, Energía y Turismo. No se contempla la posibilidad de almacenar en países no comunitarios. A CORES también se le confiere esta posibilidad, si bien sobre sus volúmenes no parece establecerse porcentaje máximo alguno.

El procedimiento administrativo al cual se debe ajustar el ejercicio de esta habilitación está regulado por la aún vigente Orden de 18 de diciembre de 2000 sobre almacenamiento de existencias mínimas de seguridad en países fuera del ámbito territorial español, dictada al amparo del anteriormente vigente RD 2111/1994. La Orden también regula otros aspectos como los concernientes a las inspecciones a realizar por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas sobre las existencias mínimas de seguridad constituidas fuera de España y las obligaciones de información aplicables a los sujetos obligados.

Adicionalmente, el artículo 51.2 de la Ley de Hidrocarburos, en su redacción dada por el RDL 15/2013, permite que los referidos sujetos puedan cumplir su obligación no sólo con producto propio sino también con producto arrendado a entidades centrales de almacenamiento u operadores económicos de otros Estados Miembros cuya capacidad de almacenamiento esté fuera de España. Igualmente se requiere autorización previa del Ministro.

Cuando la cuantía de existencias mínimas de seguridad almacenadas en la Unión Europea supera el 15% a nivel nacional es preceptivo para almacenar cantidades adicionales informe de CORES y de la extinta CNE en el que se considere el impacto sobre la seguridad de suministro.

El Proyecto de Real Decreto reduce a la mitad, del 40% al 20%, el porcentaje máximo de existencias que cada sujeto obligado puede mantener en Estados Miembros de la Unión Europea y exime a esta Comisión de la elaboración del referido informe preceptivo.

Valoración

La Memoria justificativa que acompaña al Proyecto expone, como justificación para la reducción del porcentaje máximo de existencias que se pueden almacenar fuera de España, el que la nueva cifra del 20% (vs. el 40% anterior) es una *“cifra más acorde con las regulaciones de otros estados vecinos”*.

Se trata de una reducción drástica que entraría en vigor al día siguiente de la publicación en el BOE del Proyecto de Real Decreto. Los sujetos obligados verán de forma repentina que volúmenes de existencias almacenados en otros países que hasta el momento les computaban para el cumplimiento de su obligación en España dejan de ser válidos y podrían incurrir en incumplimiento. Precisarían entonces de una capacidad de respuesta rápida para tratar de solventar el incumplimiento, solicitando probablemente a CORES la constitución y mantenimiento de los volúmenes perdidos al ser la opción más ágil (el arrendar producto a otro sujeto obligado así como el contratar almacenamiento en España para almacenar existencias propias y tratar de cubrir el déficit generado requiere negociación y, por tanto, tiempo).

Entendemos que el paso del 40% al 20% pueda responder a razones de reciprocidad con nuestros vecinos e incluso reduzca el riesgo en caso de emergencia por la rigidez y las dificultades operativas que presenta el proceso de repatriación de reservas en casos de crisis de desabastecimiento.

No obstante, se pone de manifiesto el desincentivo que supondría la reducción del citado porcentaje a la introducción en España como operadores al por mayor de empresas extranjeras con existencias en sus países de origen.

Por todo ello se propone mantener el sistema actual. En caso de reducir al 20% el cómputo de reservas mantenidas fuera de territorio nacional, sería conveniente demorar la entrada en vigor de la aplicación del nuevo porcentaje por los motivos expuestos anteriormente, mediante la inclusión de la correspondiente referencia en la Disposición Transitoria Undécima que se abordará posteriormente.

Por otro lado, con carácter simétrico, debería aplicarse el porcentaje máximo de almacenamiento fuera de España también a CORES, dado que con la redacción vigente del artículo 11 del RD 1716/2004 no parece serle de aplicación. Aunque en la actualidad, según se indica en la Memoria, "*CORES no mantiene reservas fuera del territorio español*", podría hacerlo en un futuro, por estar habilitado para ello, por lo que es aconsejable que la normativa contemple este aspecto.

Respecto al informe preceptivo, necesario para la autorización de cantidades adicionales que provoquen que, a nivel país, se supere el 15% de existencias localizadas fuera de España, se considera innecesario. Probablemente esta medida encontró su justificación cuando el porcentaje máximo permitido se elevó del 15% al 40% en el año 2007. Si actualmente se considera que a nivel individual y, por tanto, a nivel global²², un máximo de un 20% es adecuado, no se ve necesario condicionar las solicitudes individuales de sujetos que, aun siendo inferiores al 20%, provocan con su entrada en el sistema que se supere el 15% global. Además, una medida de este tipo implicaría un tratamiento discriminatorio hacia los nuevos entrantes que deseen almacenar fuera de España y que podrían no hacerlo porque la cota a nivel país es ya del 15% (cuando, por lo expuesto, se entiende aceptable hasta un 20% global). Se propone, por tanto, la eliminación del tercer párrafo del artículo 11.1 y, en su caso, su sustitución por la posibilidad excepcional de que si un sujeto solicita más de un 20%, se le pueda autorizar si no se supera el 20% a nivel país. En estos casos, la autorización requeriría informe preceptivo de CORES y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

²² Si todos los sujetos obligados solicitaran un 20% para la parte de existencias mínimas de seguridad que ellos gestionan y, adicionalmente, CORES solicitara un 20% para la parte de reservas estratégicas, el porcentaje del total de existencias mínimas de seguridad que, a nivel país, se localizaría fuera de España sería del 20%.

Finalmente, se considera adecuado introducir en el artículo 11.1 del RD 1716/2004 lo establecido en el artículo 51.2 de la Ley de Hidrocarburos sobre la opción que se brinda a los sujetos obligados de hacer frente a sus obligaciones mediante producto arrendado a operadores económicos o entidades centrales de almacenamiento de otros Estados Miembros que se almacene en sus países. De forma análoga a los arrendamientos realizados en España, CORES deberá disponer de los contratos de arrendamiento suscritos para los arrendamientos de producto localizado fuera de nuestro país.

Contenido de la propuesta – apartados 2 y 3

Los nuevos apartados 2 y 3 que se incorporan al artículo 11 de RD 1716/2004 desarrollan lo previsto en el art 51.2 de la Ley de Hidrocarburos, en su nueva redacción dada por el RDL 15/2013: *“Recíprocamente, se determinará la forma y las condiciones en las que los sujetos obligados en otros Estados miembros de la Unión Europea y terceros países podrán constituir existencias mínimas de seguridad en territorio español”*.

Se permite a los sujetos extranjeros cumplir las obligaciones impuestas por sus países mediante existencias almacenadas en España. En el caso de Estados Miembros de la Unión Europea la operación ha de ser previamente autorizada por ambos Estados, sin necesidad de que exista acuerdo intergubernamental. Por el contrario, en el caso de terceros países no comunitarios sí parece desprenderse del redactado la exigencia previa de este acuerdo intergubernamental.

Adicionalmente, se incorpora al apartado 2 la posibilidad que tienen las entidades centrales de almacenamiento de otros países de solicitar a CORES el mantenimiento de parte de sus reservas estratégicas.

Valoración – apartados 2 y 3

Se valora positivamente la introducción de los nuevos apartados 2 y 3 pues era necesario desarrollar el caso recíproco de almacenamiento de existencias en España, computables en obligaciones de otros países.

Las condiciones que se imponen a ambos casos, almacenamiento de existencias españolas en otros países y almacenamiento de existencias extranjeras en España, no son simétricas, siendo más laxas las asociadas al segundo caso.

En efecto, los sujetos obligados en España sólo pueden almacenar en países de la Unión Europea (no en países no comunitarios) y para hacerlo necesitan la existencia de acuerdo intergubernamental entre ambos países y la autorización

del Ministro. La autorización del Ministro no se confiere si no existe previamente dicho acuerdo intergubernamental.

Por su parte, los sujetos obligados en otros países comunitarios pueden almacenar en España con una autorización de ambos Estados, no condicionada a la existencia previa de acuerdo intergubernamental. Parece desprenderse del texto que si ya existiera acuerdo intergubernamental no es necesaria la autorización. Este matiz debería aclararse y exigir en todo caso autorización, la cual se podrá emitir sin el requisito previo de que exista acuerdo intergubernamental.

Se valora adecuado este tratamiento más laxo a los extranjeros, pues no resta seguridad a sus operaciones, más bien las flexibiliza. Corresponde al otro Estado y no a España imponer a sus sujetos obligados condiciones más restrictivas (no hay que olvidar que la Directiva determina que cada Estado Miembro puede establecer límites o condiciones respecto a la posibilidad de que sus reservas sean almacenadas fuera de su territorio). España como país que acoge las existencias extranjeras debe facilitar su entrada y no imponer condiciones restrictivas que pueden incluso no ser consideradas necesarias por el país que pretende almacenar.

Respecto a los terceros países se desprende de la Memoria que la intención es exigir la existencia de acuerdo intergubernamental (*“la existencia de un acuerdo intergubernamental se contempla principalmente para el caso de sujetos extranjeros no pertenecientes a Estados de los Unión Europea”*) y no considerarlo como una posibilidad, como parece deducirse del redactado del apartado 3. En consecuencia, se propone la corrección pertinente en el texto del nuevo apartado 3.

En relación a la posibilidad que tienen las entidades centrales de almacenamiento de solicitar a CORES el mantenimiento de parte de sus reservas estratégicas, se ha de precisar que dicha delegación está tan sólo permitida *“durante un periodo determinado”*, tal y como exige la Directiva 2009/119/CE (artículo 7.3). De forma análoga, se propone la inclusión de la habilitación a CORES de poder de forma puntual delegar la gestión de las existencias mínimas de seguridad en entidades centrales de almacenamiento de otros Estados Miembros. En cualquier caso, para evitar errores interpretativos, se recomienda incorporar esta disposición como un apartado independiente dentro del artículo 11 y no en el apartado 2.

Por último, se propone incorporar otro nuevo apartado, referente a las obligaciones de información que los sujetos obligados o entidades centrales de almacenamiento de otros países que almacenan en España han de reportar a CORES, al objeto de que ésta pueda hacer frente a su nueva función estadística (elaborar la información contenida en el nuevo Anexo III del RD 1716/2004). En concreto, según lo establecido en el Anexo III se ha de elaborar una relación de las reservas existentes al último día de cada mes natural

almacenadas en España a favor de otros Estados Miembros o entidades centrales de almacenamiento, desglosadas por Estado Miembro o entidad y categoría de productos.

Asimismo, se propone que esta relación sea transmitida con periodicidad mensual por CORES a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al objeto del cumplimiento de sus funciones de supervisión del mercado logístico en España, atribuidas por el artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos y, en particular, la resolución de posibles conflictos de acceso.

En efecto, tal y como expone la Memoria, la regulación del almacenamiento en España de existencias mínimas de seguridad computables en las obligaciones de otros países, atraerá a operadores extranjeros y *“aumentará las posibilidades de negocio de empresas dedicadas a la logística de hidrocarburos líquidos”*. En situaciones de escasez de capacidad, este incremento del negocio, favorable sin duda para la economía española, podría mermar la capacidad de almacenamiento disponible para existencias mínimas de seguridad computables en la obligación española. Según establece el artículo 41.2 de la Ley de Hidrocarburos, el almacenista ha de dar servicio al sujeto que quiera almacenar existencias mínimas de seguridad computables en España en su instalación, pero puede no hacer frente a la totalidad de la solicitud si no existe capacidad disponible²³.

El disponer de estos datos facilitaría la labor supervisora de esta Comisión, la verificación de la información de que dispone del sector en virtud del artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos y la resolución, en su caso, de posibles conflictos de acceso.

Contenido de la propuesta – apartado 4

Con el nuevo apartado 4, se evita el establecimiento de medidas que obstaculicen la transferencia, el uso o distribución de las reservas almacenadas en nuestro país por cuenta de otros Estados en casos de decisión internacional de movilización de reservas o de interrupción grave del suministro.

Valoración

Se valora positivamente la inclusión del nuevo apartado 4 pues viene a transponer el artículo 5.2 de la Directiva 2009/119/CE en el que se precisa que *“Cuando proceda aplicar los procedimientos de emergencia (...), los Estados miembros prohibirán y se abstendrán de tomar cualquier medida que*

²³ Art 41.2 de la LH: *“2. Cuando el solicitante de acceso tenga obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, de acuerdo con el artículo 50 de la presente Ley, podrá solicitar la prestación del servicio de almacenamiento para dichas existencias, que le habrá de ser concedido en función de la utilización operativa contratada. Si no existe capacidad disponible para todos los demandantes del servicio, se asignará la existente con un criterio de proporcionalidad”*.

obstaculice la transferencia, el uso o distribución de las reservas de emergencia y las reservas específicas almacenadas en su territorio por cuenta de otro Estado miembro”.

No obstante, con la redacción propuesta podría entenderse que ante situaciones de emergencia es el Reino de España el que puede hacer uso de las reservas de otros Estados almacenadas en nuestro país. Se propone por tanto su matización.

Propuesta de modificación

Se adjunta la siguiente propuesta de redacción para el artículo 11 completo del RD 1716/2004, recogiendo todas las consideraciones anteriores. Al proponerse la incorporación de dos nuevos apartados, el apartado 4 pasa a ser el 6.

Artículo 11. Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos fuera del territorio español

“1. Se faculta al Ministro de Industria, Energía y Turismo para autorizar el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas, incluidas las estratégicas, de productos petrolíferos a los sujetos obligados y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en su caso, con crudo y productos que se encuentren almacenados por su cuenta en otro Estado miembro de la Unión Europea, siempre que, como condición previa, exista un acuerdo intergubernamental con dicho Estado que garantice el mantenimiento de las condiciones de competencia y asegure la disponibilidad de las existencias para los fines contemplados en el artículo 49 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y siempre que no suponga perjuicio para la seguridad del abastecimiento nacional. Asimismo, podrá modificar la cuantía de los porcentajes a que se refieren los siguientes párrafos del presente artículo.

El porcentaje de existencias mínimas de seguridad que el sujeto obligado almacene en otros Estados miembros de la Unión Europea no podrá exceder en ningún momento del 20 por ciento de las existencias mínimas de seguridad totales que a ese sujeto obligado le correspondiere mantener en virtud de la legislación vigente y que no tengan la consideración de existencias estratégicas. El mismo porcentaje será de aplicación sobre las existencias estratégicas que la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos almacene en otros Estados miembros de la Unión Europea respecto del total de existencias estratégicas.

Con carácter excepcional podrá autorizarse a los sujetos obligados a almacenar en otros Estados miembros de la Unión Europea cantidades adicionales en caso de que la cuantía de existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, localizadas fuera del territorio español por el conjunto de los sujetos obligados no supere el 20% a nivel nacional. Será preceptivo informe de la Corporación de Reservas Estratégicas y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que considere el impacto sobre la seguridad del suministro.

~~En caso de que la cuantía de existencias mínimas de seguridad localizadas en otros Estados miembros de la Unión Europea por el conjunto de los sujetos obligados superase el 15 por ciento a nivel nacional, será preceptivo para la autorización del mantenimiento de cantidades adicionales de reservas mínimas de seguridad fuera del~~

~~territorio español informe de la Corporación de Reservas Estratégicas que considere el impacto sobre la seguridad del suministro.~~

Lo establecido en los párrafos anteriores para los sujetos obligados aplica tanto a sus existencias propias almacenadas en otros Estados Miembros de la Unión Europea como a las existencias puestas a su disposición en virtud de contratos de arrendamiento suscritos con Entidades Centrales de Almacenamiento u operadores económicos de otros Estados Miembros para existencias localizadas en sus territorios, las cuales no podrán ser cedidas o arrendadas a terceros en forma alguna. Los contratos de arrendamiento suscritos deberán ser previamente remitidos por los sujetos obligados a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

2. Los sujetos obligados de otros Estados Miembros de la Unión Europea podrán cumplir con las obligaciones de mantenimiento de reservas de emergencia que les hubiesen sido impuestas con crudo y/o productos que se encuentren almacenados en España, siempre que tal operación sea previamente autorizada por ambos Estados, ~~tanto si existe o no un acuerdo intergubernamental entre ellos. En el caso de Entidades Centrales de Almacenamiento, cuando deseen que parte de sus reservas de emergencia le sean mantenidas por la Corporación, se estará a lo dispuesto en el artículo 14 exclusivamente.~~

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, determinará las modalidades, el procedimiento y los requisitos de aplicación general para la autorización previa de tal operación de cobertura en aquellos casos en que no exista acuerdo intergubernamental con dicho Estado.

No obstante, cuando dicho acuerdo ya exista o se celebre posteriormente, se estará a lo dispuesto en el mismo que pasará a sustituir al procedimiento anterior para ese Estado en cuestión.

3. Lo dispuesto en el apartado segundo de este artículo no será de aplicación en el caso de sujetos obligados de Estados terceros con los que deberá ~~podrán~~ establecerse acuerdos intergubernamentales para que aquéllos cumplan con las obligaciones que les hubiesen sido impuestas con crudo y/o productos almacenados en España. Se requerirá igualmente autorización de la operación por ambos Estados.

4. En el caso de Entidades Centrales de Almacenamiento de otros Estados Miembros de la Unión Europea, cuando deseen que parte de sus reservas de emergencia le sean mantenidas, durante un periodo determinado, por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, se estará a lo dispuesto en el artículo 14 exclusivamente. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrá igualmente solicitar, con carácter puntual, a otras Entidades Centrales de Almacenamiento de Estados Miembros el mantenimiento de parte de sus existencias estratégicas.

5. Los sujetos obligados de otros Estados Miembros de la Unión Europea que cumplan sus obligaciones de mantenimiento de reservas de emergencia con crudo y/o productos almacenados en España, deberán remitir a la Corporación de Reservas

Estratégicas de Productos Petrolíferos antes del día 20 de cada mes una relación de las existencias almacenadas en España el último día del mes natural anterior, desglosada por categoría de producto y localización en instalación de almacenamiento. Con la misma periodicidad, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia esta información, agrupándose en un único documento las relaciones remitidas por cada sujeto.

4 6 . En el caso de decisión internacional efectiva de movilización de reservas o de interrupción grave del suministro, el Estado Español no nada impedirá la transferencia, el uso o distribución de las reservas de emergencia y las reservas específicas almacenadas en territorio nacional por cuenta de otro Estado.”

7.2.6. Sobre el artículo 14 del RD 1716/2004 (Existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos) y la Disposición Transitoria Novena del Proyecto de Real Decreto (Ventas de existencias estratégicas por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos)

Contenido de la propuesta

El texto vigente del artículo 14 del RD 1716/2004 establece que CORES debe constituir, mantener y gestionar, al menos, 40 días a favor de cada sujeto obligado y, al menos, 45 días del total de la obligación a nivel país. Se permite a los sujetos obligados solicitar a CORES la ampliación de sus existencias estratégicas en una cantidad fija de 35 días adicionales, en el marco de una solicitud vinculante que ha de cubrir un periodo mínimo de tres años y que puede ser renovada anualmente. En los casos en los que CORES no disponga de capacidad suficiente para absorber todas las solicitudes, éstas se atienden siguiendo un orden de prioridad en función de la tipología de sujeto obligado. En primer lugar se atienden las solicitudes de los consumidores y distribuidores importadores con cuota de mercado nacional inferior al 0,5%. A continuación se sitúan los sujetos obligados sin capacidad de refino en España ni en la Unión Europea, seguidos de los que sin disponer de refino en España si lo tienen en la UE. En último lugar, se atienden las solicitudes de los refineros españoles.

El Proyecto de Real Decreto modifica sustancialmente el contenido de este artículo 14. La mayor parte de las modificaciones se realizan con el fin último de, tal y como expone la Memoria, “*la eliminación del excedente de capacidad del que actualmente dispone la Corporación*”, el cual se cifra en 23,1 días de importaciones netas o 11,89 días de ventas o consumos en el mercado interior²⁴. Con otras modificaciones menores se transponen determinadas disposiciones de la Directiva 2009/119/CE.

²⁴ La tabla a la que se hace referencia en la Memoria, por la cual se justifica este número de días en base a las ventas o consumos, no aparece en la misma.

La totalidad de los cambios introducidos son los siguientes:

- Se elimina el mínimo de 45 días que se exige a CORES mantener a nivel global y se eleva hasta 42 días el mínimo individual.
- Se elimina la habilitación del Ministro de Industria, Energía y Turismo para modificar el mínimo individual anterior.
- La petición de 35 días adicionales se flexibiliza enormemente, pues cada sujeto podrá solicitar la cuantía de días adicionales que desee, incluida la totalidad de los 92 días de obligación. Se elimina el carácter vinculante y el mínimo de 3 años de permanencia exigido a las solicitudes adicionales.
- Se modifica el modelo de contrato “tipo” para las solicitudes de días adicionales.
- Se modifica el orden de prelación existente para atender las solicitudes de días adicionales, priorizando “a los sujetos con menor capacidad de mercado a los efectos de reducir las barreras de entrada el sector”, según expone la Memoria. En primer lugar, se atenderán las solicitudes de cualquier sujeto hasta un máximo de dos días adicionales. A continuación, se sigue el orden de prioridades vigente, si bien se le confiere entidad y prioridad propia a los consumidores y distribuidores importadores con cuotas de mercado superiores al 0,5% (antes absorbidos dentro de alguna de las otras categorías de sujetos). Asimismo, dentro de la categoría de sujetos obligados sin capacidad de refino en España, ni en la UE se generan dos subcategorías en función del mismo umbral del 0,5% en su cuota de mercado nacional.
- Se determinan las condiciones bajo las cuales CORES puede atender las solicitudes de entidades centrales de almacenamiento de otros Estados Miembros de la Unión Europea, aun cuando no exista acuerdo con dicho Estado. Dichas solicitudes se atenderán si existe capacidad suficiente, una vez cubiertas las solicitudes nacionales y por una duración tal que no afecte a los compromisos que CORES haya adquirido o adquiera con los sujetos obligados.
- Se incorpora un condicionamiento a tener en cuenta a la hora de constituir reservas estratégicas por parte de CORES. Deberá garantizar que al menos un tercio de las existencias mínimas de seguridad se mantienen en forma de los productos obligados y emitirá un informe anual al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre el cumplimiento de esta obligación.
- Se incorpora la obligación por parte de CORES de publicar de manera permanente información completa sobre los volúmenes y duración de las reservas que puede garantizar.

- Finalmente, se incorpora al articulado que *“La Corporación evitará disponer de existencias o capacidad en exceso, una vez constituidos los días mínimos obligatorios y atendidas las peticiones”*, tanto las peticiones adicionales de los sujetos obligados como aquellas que cursen otras entidades centrales de almacenamiento de Estados Miembros de la Unión Europea. La Disposición Transitoria Novena del Proyecto de Real Decreto confiere a CORES un plazo de seis meses para remitir al Ministerio *“un plan de ventas de su excedente de existencias estratégicas y de reducción de capacidad de almacenamiento para adaptarlos a los volúmenes que reglamentariamente le son exigidos”*.

Valoración

Se realizan las siguientes valoraciones, de forma individual o conjunta, de cada una de las modificaciones introducidas:

- Se considera adecuado elevar de 40 a 42 días el mínimo que CORES ha de mantener por cuenta de cada sujeto obligado, pues es la cifra que CORES actualmente está manteniendo, la cual pasaría a adquirir el concepto de mínimo. Su consecución, por tanto, no plantea problema.
- Se considera que la eliminación del mínimo de 45 días a nivel país debe ser evaluada cuidadosamente.
La diferencia entre los 42 días individuales y los 45 días que actualmente mantiene CORES como mínimo a nivel país (3 días) se entiende que se cubre con parte de las peticiones actuales de días adicionales de los sujetos y/o bien con el excedente de que actualmente dispone la Corporación.

Con el redactado propuesto, en el que se elimina el mínimo de 45 días, y bajo el supuesto de que no se atendiera ninguna petición, el mínimo a nivel país quedaría reducido de 45 a 42 días. Además, bajo esta hipótesis, se consideraría excedente todo aquello que supere los 42 días y, dado que con el nuevo redactado se motiva la venta del excedente de CORES, España quedaría con 42 días de reservas estratégicas. En este caso, no quedaría ningún remanente para adjudicar a aquellos sujetos obligados que pudiesen precisar que CORES almacenase más de los 42 días de existencias exigidos. Por todo ello, no se considera conveniente su eliminación, salvo que se establezca explícitamente que CORES debe atender cualquier petición de almacenamiento que no puede ser denegada salvo falta de capacidad de almacenamiento físico.

Adicionalmente, bajo la misma hipótesis de que no existieran peticiones adicionales, los 3 días extras exigidos a nivel país habrían de cubrirse con excedente de la Corporación. El disponer de estos volúmenes extra, pese a no ser reclamados por ningún sujeto, puede, sin duda, ser igualmente beneficioso pues aporta robustez al sistema. El sistema de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad nacional, a través de su entidad

central de almacenamiento, debe ser capaz de absorber cualquier eventualidad que pueda, al menos de forma puntual en el tiempo, desequilibrar el sistema (este es el caso, por ejemplo, de los sujetos que incumplen con sus obligaciones. Los volúmenes que dejan de mantener estos sujetos han de ser suplidos por nuevos volúmenes aportados por la Corporación y ésta no podrá hacerlo si no cuenta con un remanente). Si la Corporación no es capaz de solventar estas situaciones se perdería el principal valor añadido que ha de tener el optar por un modelo mixto en el que parte de las obligaciones de la industria recaen sobre una entidad central de almacenamiento.

Por otro lado, en el caso, más que probable, de que existan peticiones, el mínimo de 45 se sobrepasará cómodamente por lo que su reincorporación a la norma no supone inconveniente y, por el contrario, garantiza que al no venderse el excedente de 3 días se podrán cubrir algunas de las peticiones futuras.

- No se considera conveniente eliminar la habilitación del Ministro de Industria, Energía y Turismo para modificar el número de días mínimo que CORES ha de mantener por cuenta de cada sujeto obligado. Se propone su reincorporación al texto.
- Se valora muy favorablemente el flexibilizar el número de días adicionales que los sujetos pueden solicitar a CORES (actualmente solo 35 días, ni más ni menos), pudiendo llegar a alcanzar el máximo de la obligación, así como la eliminación del carácter vinculante de las peticiones y su permanencia mínima de tres años. Todas estas medidas facilitan enormemente la entrada de nuevos agentes que, sin duda, dinamizarán e introducirán competencia en el mercado.
- Los sujetos que opten por solicitar días adicionales *“deberán realizar la correspondiente solicitud a la Corporación, en los plazos y forma que esta determine”*. Cabe señalar a este respecto que el artículo 51 de la Ley de Hidrocarburos, en su redacción dada por el RDL 15/2013, ya establece que los sujetos que *“deseen ejercer tal derecho más allá de las obligaciones establecidas, deberán comunicarlo antes del 30 de junio del año precedente”*, por lo que el plazo de presentación de solicitudes ya quedó establecido en rango de Ley. El establecer esta fecha máxima para la recepción de solicitudes es fundamental para que se puedan valorar todas las peticiones para el año natural posterior de forma conjunta y simultánea. Esto no ha de ser impedimento, no obstante, para atender solicitudes de agentes que inicien su actividad pasada esta fecha mientras exista capacidad suficiente.
- Igual que se impone a los sujetos un plazo para la presentación de solicitudes, debería establecerse un plazo para la resolución de dichas

solicitudes por parte de CORES, pudiendo establecerse como fecha límite el 30 de noviembre de cada año.

- Del redactado propuesto podría desprenderse que, aun habiendo capacidad suficiente en CORES, la cobertura de días adicionales por parte de la Corporación es una opción o está sujeta a determinadas condiciones. En concreto, en el texto se explicita que “*En el caso de que la Corporación dispusiese de capacidad suficiente, podrá asignar a los solicitantes volúmenes adicionales de existencias*”. La cobertura de días adicionales ha de entenderse como un derecho del sujeto obligado y no como una posibilidad. Las solicitudes habrán de atenderse, siempre y cuando exista capacidad disponible en almacenamiento físico en el sistema.
- En relación con la propuesta “*En todo caso, las condiciones para el ejercicio de dicha solicitud serán públicas con, al menos, siete meses de antelación respecto de su aplicación efectiva*”. La existencia de este plazo de siete meses podría impedir la realización de solicitudes adicionales, en los nuevos términos, a la fecha de entrada en vigor del Proyecto de Real Decreto.

Puede entenderse que el referido texto se ha incorporado al objeto de transponer el artículo 7.4 apartado b) de la Directiva 2009/119/CE. Se señala que esta disposición no se encuentra entre aquellas cuya transposición ha sido reclamada por la Comisión Europea, según se desprende la Memoria, y que, en todo caso, parece no encontrar su mejor ubicación en este apartado del articulado.

- Se considera adecuado modificar el contrato tipo para las solicitudes de días adicionales, pues es necesario dado los cambios comentados. Este modelo habrá de ser aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, igual que lo fue el modelo actual según especifica el artículo 32 del RD 1716/2004. No obstante se propone sustituir “*modelos de contrato*” por “*modelo de contrato*” ya que se entiende que el mismo tipo de contrato ha de ser aplicado para todos los sujetos, con independencia de su tipología. Igualmente, se propone eliminar la referencia a estos contratos en el artículo 32 del RD 1716/2004.
- Los criterios de prioridad se aplican en el caso que no exista capacidad suficiente para atender todas las solicitudes. Se propone redacción alternativa al primer párrafo del artículo 11.6 propuesto, para una mejor comprensión.

Excepto la primera prioridad, el resto de categorías responden a tipologías de sujetos. Se realizan las siguientes consideraciones sobre algunas de ellas:

- Como primera prioridad se encuentran las solicitudes de cualquier sujeto “*hasta un máximo de 2 días del total de su obligación*”. Debería matizarse que cada sujeto puede hacer esta solicitud de prioridad máxima sólo una vez y siempre y cuando ya no disponga de capacidad adicional sobre el mínimo establecido (al objeto de pasar de 42 a 44 días). De no matizarse, los sujetos podrían ir haciendo solicitudes sucesivas de 2 en 2 días siendo siempre los primeros en ser atendidos. Por otro lado, podría darse prioridad, sobre otros sujetos que sólo disponen de 42 días, a sujetos que actualmente ya disfrutaban de días adicionales y solicitan sólo 2 más. El cubrir esta petición para la totalidad de los sujetos (paso de 42 a 44 días) sería actualmente factible dado el excedente actual de CORES.
- Como segundo grupo en el orden de prioridad se posicionan los consumidores y distribuidores importadores. Dentro de ellos se consideran en primer lugar las peticiones de aquellos con cuota de mercado nacional inferior al 0,5% y después el resto. Se valora positivamente que aquellos que superan esta cuota se ubiquen en este grupo, pues con el texto actual quedaban incluidos en alguno de los restantes grupos.

En este apartado (art 11.6, apartado b), se propone, por un lado, sustituir la expresión “*ventas o consumos*” por “*importaciones*”, pues es únicamente por la parte importada por la que estos sujetos se ven obligados a mantener existencias mínimas de seguridad. Por otro, eliminar la referencia a los sujetos del artículo 8.1, pues estos son los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de GLP, sobre las que no aplica esta asignación de días adicionales de existencias estratégicas pues “*No existirán existencias estratégicas dentro de las existencias mínimas de seguridad correspondientes a los gases licuados del petróleo*” (así se especifica en el artículo 11.7 vigente, cuyo texto mantiene el Proyecto de Real Decreto como artículo 11.8 del RD 1716/2004).

- Como tercer grupo se posicionan los operadores al por mayor sin capacidad de refino en España ni en la Unión Europea. Se considera adecuada la diferenciación dentro de esta categoría de dos subcategorías, en función de la cuota de mercado, pues se da prioridad a los operadores más pequeños con menor presencia en el mercado.
- En relación a las solicitudes de entidades centrales de almacenamiento de otros Estados Miembros se aconseja matizar su carácter puntual, tal y como expone la Directiva 2009/119/CE (“*Durante un periodo determinado*”). Se considera adecuado no exigir acuerdo intergubernamental previo, de forma análoga a las condiciones bajo las cuales sujetos obligados comunitarios pueden almacenar existencias en nuestro país.
- Se valora positivamente la introducción del nuevo apartado 9 en el artículo 14 del RD 1716/2004 pues viene a transponer el artículo 9.5 de la Directiva 2009/119/CE, tal y como ha solicitado la Comisión Europea.

El citado artículo de la Directiva establece que los países que no mantienen reservas específicas²⁵, como es el caso de España, han de asegurarse de que al menos un tercio de las obligaciones totales incluye los productos relacionados en dicho artículo. En esta relación de productos se hallan todos los productos sujetos a la obligación nacional (GLP, gasolinas, gasóleos, querosenos y fuelóleos) por lo que, en principio, se da cumplimiento a esta disposición. No obstante, este límite del 33,3% (un tercio) se habrá de tener en cuenta en una eventual modificación de los porcentajes máximos que se permiten mantener para cada grupo de productos en forma de crudos, materias primas y productos semirrefinados (40% para GLP, gasolinas, gasóleos y querosenos y 50% para fuelóleos, según se establece en el artículo 9 de RD 1716/2004). Aunque la incidencia de esta precisión en la operativa actual del sistema es nula, se aconseja la inclusión de una referencia a este nuevo apartado del artículo 14 en el texto del artículo 9, apartado 4 del RD 1716/2004.

- De forma análoga al punto anterior, se valora positivamente la introducción del nuevo apartado 10 en el artículo 14 del RD 1716/2004 pues viene a transponer el artículo 7.4 apartado a) de la Directiva 2009/119/CE por el cual *“Cada Estado Miembro que posea una entidad central de almacenamiento impondrá a ésta (...) la obligación de publicar: a) de manera permanente una información completa, por categoría de productos, sobre los volúmenes de reservas cuyo mantenimiento podrá garantizar a los operadores económicos, o, en su caso, a las entidades centrales de almacenamiento interesadas”*. No obstante, cabe señalar que el texto de este nuevo apartado 10 se encuentra duplicado en el segundo párrafo del apartado 5 por lo que se propone su eliminación de éste último.
- Respecto a la disposición *“La Corporación evitará disponer de existencias o capacidad en exceso, una vez constituidos los días mínimos obligatorios y atendidas las peticiones”*, se realizan los siguientes comentarios:
 - Actualmente CORES tiene excedente de existencias y de capacidad de almacenamiento por motivos coyunturales. El excedente de existencias se cifra en 11,89 días de ventas o consumos en el mercado interior.
 - El excedente actual se verá notablemente reducido con las medidas de flexibilización en la petición de días adicionales que incorpora a la normativa el Proyecto de Real Decreto. Gran parte de las nuevas peticiones en el corto plazo procederán de sujetos a los que les hubiera gustado contratar menos de 35 días o que, en su momento, no les convino contratarlos por las condiciones poco flexibles de los contratos. La reducción del 40% al 20% del límite máximo que se permite a los sujetos almacenar fuera de España provocará también, previsiblemente,

²⁵ Reservas opcionales, al margen de las reservas de emergencia o existencias mínimas de seguridad.

nuevas peticiones a la Corporación. Por otro lado, la posible asignación puntual de existencias y capacidad a otras entidades centrales de almacenamiento también colaborará en la reducción del excedente actual.

- No es conveniente “forzar” la eliminación del excedente existente tras cubrirse las peticiones, pues podrían dejar de atenderse solicitudes adicionales futuras que no se realicen ahora. Adicionalmente, el mantener el excedente evitaría adquirir nuevo producto cuando se produzca una inflexión del ciclo económico. La evolución de la demanda en los últimos meses atisba una recuperación de la misma y, por tanto, un consecuente incremento de los volúmenes de existencias a mantener (un día de existencias a mantener implicará más volumen). El producto nuevo que CORES debería adquirir en condiciones de mercado bajo esta hipótesis de recuperación tendría, muy probablemente, un valor superior al del producto excedente que ahora se “aconseja” vender. Así se pone de manifiesto en la Memoria, en donde se precisa, en relación a las existencias de CORES, que su valoración de mercado *“es superior a la contable en 2.521.654.000 Euros (...). Esta diferencia surge del valor histórico medio de las citadas existencias ya que gran parte de las mismas fueron adquiridas en una coyuntura de mercado con precios muy inferiores”*.
- Según el artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos, en su redacción dada por el RDL 15/2013, *“la Corporación contabilizará sus existencias al coste medio ponderado de adquisición desde la creación de la misma”*. CORES se constituyó en el año 1995. Por tanto, a pesar de las fluctuaciones observadas en los mercados internacionales en los últimos años, donde el crudo ha oscilado entre los 110 \$/Bbl y los 45 \$/Bbl, es poco probable que el coste medio ponderado de adquisición del producto de CORES, valorado desde 1995, supere al de mercado. Esto significa que si CORES tuviera que comprar producto en el mercado lo hará a un valor superior al valor contable actual de sus existencias.
- El RD 1716/2004, en su artículo 36, ya habilita actualmente a CORES para vender el exceso de existencias sobre el mínimo obligatorio. La venta ha de realizarse previo acuerdo de la Junta directiva y a un precio o valor igual al coste medio de adquisición del producto o al de mercado si este fuera superior. Se exige autorización previa del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (la autorización es de carácter preceptivo sólo si el precio de venta es inferior al coste medio ponderado de adquisición). Debería considerarse la posibilidad de no aceptar ventas si el precio es inferior al coste medio, habida cuenta de la actual situación de precios.
- El artículo 29 del vigente RD 1716/2004 señala que los resultados positivos derivados de la venta de existencias no podrán ser objeto de

distribución y se aplicarán prioritariamente a la amortización de las deudas contraídas por CORES.

- La Memoria que acompaña al Proyecto de Real Decreto cuantifica el impacto económico de la eliminación del excedente actual de CORES. Se asume que los ingresos por la venta se destinan exclusivamente a reducir deuda y esto, en consecuencia, provocará una reducción de las cuotas. A su vez, se asume que esta reducción de cuotas se trasladará en su totalidad a los consumidores finales, traduciéndose fundamentalmente en menores precios de venta (se menciona sólo el precio de los carburantes de automoción).
- Por el contrario, la Memoria no analiza el impacto económico sobre las cuotas (al alza) si hubiera que comprar producto en el mercado cuando, una vez vendido todo el excedente, este fuera necesario porque hubiera un incremento de la demanda (no se realiza ninguna previsión al respecto). Tampoco se analiza el impacto económico sobre el coste total de la obligación de mantenimiento de existencias (a la baja) que probablemente se produciría si se pudieran atender más peticiones adicionales a costa de este excedente vendido. A diferencia de lo que se expone en la Memoria²⁶, el coste de los sujetos por constituir y mantener existencias por su cuenta debe ser forzosamente superior al de las cantidades que constituye y mantiene CORES por su cuenta. De no ser así, significaría que las cuotas de CORES son desproporcionadas y están por encima del mercado. Tampoco tendría sentido la motivación que han tenido muchos sujetos hasta la fecha de solicitar días adicionales a CORES si esto no les resultara más económico. En definitiva, cuantas más peticiones adicionales pueda asumir CORES, mayor será la reducción del coste total asociado a la obligación de existencias mínimas. Esta reducción, podría igualmente trasladarse a los precios finales en beneficio de los consumidores.
- Se estima, por tanto, que el impacto económico de la venta del excedente de CORES puede no ser tan beneficioso en términos netos en el medio plazo y puede ir en detrimento de la competencia. Se considera que lo que, en última instancia, debe primar es la garantía de suministro y disponer de un “colchón” que permita de forma razonablemente holgada cumplir con los compromisos de una forma económicamente eficiente y facilitando las condiciones de competencia en el mercado.

²⁶ En la Memoria se considera que el coste del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad que tienen que mantener los sujetos obligados por su cuenta es igual a la cuota de CORES (« se ha asumido que el importe de la cuota de CORES representa el precio de referencia no sólo de los 42 días de existencias estratégicas de CORES sino también de los 50 días de existencias que mantiene la industria directamente »).

Por todo lo expuesto, se propone la eliminación del nuevo apartado 3 del artículo 14 del RD 1716/2004 así como la Disposición Transitoria Novena del Proyecto de Real Decreto. Cabe recalcar que esta eliminación no supone la inhabilitación a CORES para vender su excedente, pues puede hacerlo en virtud del artículo 36 del RD 1716/2004, previo acuerdo de su Junta y con la autorización del Ministerio, pero sí se elimina el que deba, en la medida de lo posible (“evitará disponer de existencias o capacidad en exceso”), vender este excedente cuando exista.

Propuesta de modificación

Se adjunta la propuesta de redacción derivada de todas las consideraciones realizadas sobre el artículo 14 del RD 1716/2004. Se ve afectada la redacción de este artículo 14, de la Disposición Transitoria Novena del Proyecto de Real Decreto y de los artículos 9 y 32 del RD 1716/2004.

Artículo 14 del RD 1716/2004

“Artículo 14. Existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos.

1. Tendrán la consideración de existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos la parte de las existencias mínimas de seguridad que sean constituidas, mantenidas y gestionadas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. Al menos 45 días del total de la obligación de las existencias mínimas de seguridad del conjunto de sujetos obligados, excluyendo los gases licuados del petróleo, tendrán este carácter.

2. Se constituirán existencias estratégicas que computarán a favor de cada uno de los sujetos obligados por al menos 42 días del total de su obligación de existencias mínimas de seguridad de cada grupo de productos petrolíferos, excluyendo los gases licuados del petróleo, vendidos o consumidos en el territorio nacional. El Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá modificar esta cifra.

~~3. La Corporación evitará disponer de existencias o capacidad en exceso, una vez constituidos los días mínimos obligatorios y atendidas las peticiones relativas a los apartados 4 y 5 del presente artículo.~~

4. 3. Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 podrán solicitar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, la ampliación de las existencias estratégicas constituidas a su favor, hasta alcanzar una cantidad máxima equivalente a la totalidad de sus obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

En el caso de que la Corporación dispusiese de capacidad suficiente, ~~podrá asignar se~~ asignará a los solicitantes los volúmenes adicionales de existencias solicitados, aplicando en su caso los criterios de preferencia establecidos en el apartado 5 ~~apartado 6~~ del presente artículo.

5. 4. Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 que opten por la alternativa establecida en el apartado anterior, deberán realizar la correspondiente solicitud a la Corporación, en los plazos y la forma que ésta determine, indicando tanto la cobertura adicional sobre el mínimo establecido, cuando proceda, como el plazo correspondiente, que desean que les mantenga la Corporación. Las solicitudes habrán de comunicarse antes del 30 de junio del año precedente al año sobre el que se solicita la cobertura adicional.

~~En todo caso, las condiciones para el ejercicio de dicha solicitud serán públicas con, al menos, siete meses de antelación respecto de su aplicación efectiva.~~

~~Asimismo, la Corporación publicará de manera permanente información completa, por categoría de productos, sobre los volúmenes de reservas cuyo mantenimiento podrá garantizar a los sujetos obligados o, en su caso, a las entidades centrales de almacenamiento interesadas.~~

La Corporación resolverá, antes del 30 de noviembre del año en el que se comunica la solicitud, sobre las solicitudes recibidas de acuerdo con los principios de transparencia, objetividad y no discriminación, sin perjuicio de lo establecido en el apartado 5 ~~apartado 6~~, determinando la cobertura de días adicionales que corresponda a cada solicitante así como los periodos de tal cobertura. La Dirección General de Política Energética y Minas, previa propuesta de la Corporación, aprobará los modelos el modelo de contrato correspondientes.

6. 5. En los casos en que la capacidad solicitada por el total de sujetos, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3, supere la capacidad de almacenamiento y de existencias disponible por la Corporación, ~~el reparto de la~~ capacidad disponible se asignará de acuerdo con la siguiente prelación:

a. Solicitudes realizadas por todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 hasta un máximo de 2 días sobre el mínimo establecido en el apartado 2 de este artículo. ~~del total de su obligación de existencias mínimas de seguridad de cada grupo de productos petrolíferos, excluyendo los gases licuados del petróleo, vendidos o consumidos en el territorio nacional.~~

b. Solicitudes realizadas por los sujetos obligados a que se refieren los párrafos b y c ~~de los artículos del artículo 7 y 8.1~~ de este real decreto, a su vez, con el siguiente orden de prioridad:

i. Sujetos que no alcancen un volumen de ~~ventas o consumo~~ importaciones de un 0,5% de volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en el territorio nacional durante el periodo al que se refiere el artículo 2.1.

ii. Sujetos que no se encuentren incluidos en el epígrafe inmediatamente anterior.

c. Solicitudes realizadas por sujetos individuales, o pertenecientes a grupos empresariales, no incluidos en el ~~párrafo 1~~ párrafo b anterior, sin capacidad de refino en el territorio español ni en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 de este real decreto, a su vez, con el siguiente orden de prioridad:

i. Sujetos que no alcancen un volumen de ventas o consumo de un 0,5% de volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en el territorio nacional durante el periodo al que se refiere el artículo 2.1.

ii. *Sujetos que no se encuentren incluidos en el epígrafe inmediatamente anterior.*

d. *Solicitudes realizadas por sujetos individuales, o pertenecientes a grupo empresariales sin capacidad de refino en el territorio español pero con capacidad de refino en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 de este real decreto.*

e. *Solicitudes realizadas por sujetos pertenecientes a grupos empresariales con capacidad de refino en el territorio español.*

En los casos en que la capacidad disponible no sea suficiente para satisfacer todas las solicitudes de un mismo grupo establecido en los criterios anteriores, se realizará un reparto uniforme del número de días disponibles para todas las solicitudes de ese grupo.

En caso de que se produjesen eventuales reducciones de la capacidad de almacenamiento o de existencias disponible por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, dicha reducción se imputará a los sujetos aplicando los criterios anteriores en orden inverso.

7. 6. *En los casos en que la capacidad total solicitada de acuerdo con lo dispuesto en el ~~apartado 4~~ apartado 3, no supere la capacidad de almacenamiento y de existencias disponible por la Corporación, y que la Corporación dispusiese de capacidad excedentaria, podrá asignarla a las solicitudes realizadas, para periodos determinados, por Entidades Centrales de Almacenamiento de otros Estados Miembros de la Unión Europea, aun cuando no exista un acuerdo con dicho Estado.*

Dicha asignación se hará por una duración tal que no afecte a los compromisos que la Corporación haya adquirido o adquiera con los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7.

En los casos en que la capacidad disponible no sea suficiente para satisfacer todas las solicitudes realizadas por las Entidades Centrales de Almacenamiento a las que hace referencia en este apartado ~~el párrafo anterior~~, la Corporación establecerá un mecanismo de reparto objetivo, transparente y no discriminatorio.

8. 7. *No existirán existencias estratégicas dentro de las existencias mínimas de seguridad correspondientes a los gases licuados del petróleo.*

9. 8. *A la hora de constituir las existencias estratégicas de productos petrolíferos, la Corporación adoptará las medidas oportunas para garantizar que, al menos, un tercio del total de las existencias mínimas de seguridad se mantengan en forma de los productos obligados, a que se refiere el artículo 9 siempre que el equivalente de petróleo crudo de las cantidades consumidas equivalga como mínimo el 75% del consumo interno, calculado por el método que figura en el anexo II.*

Los equivalentes de petróleo crudo mencionados en el párrafo anterior se calcularán multiplicando por un factor de 1,2 la suma del total de los «suministros interiores brutos observados», tal como se definen en el anexo C, punto 3.2.1, del Reglamento (CE) no 1099/2008, para los productos incluidos en las categorías utilizadas sin incluir en el cálculo los búnkers de barcos internacionales.

La Corporación remitirá anualmente un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre el cumplimiento de la obligación relativa a este apartado.

40. 9. La Corporación publicará de manera permanente una información completa, por categoría de productos, sobre los volúmenes y duración de reservas cuyo mantenimiento podrá garantizar a los operadores económicos, o, en su caso, a las entidades centrales de almacenamiento interesadas.”

Disposición Transitoria Novena del Proyecto de Real Decreto

~~Disposición transitoria Novena. Venta de existencias estratégicas por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos~~

~~En el plazo de 6 meses desde la entrada en vigor de este real decreto, CORES remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un plan de ventas de su excedente de existencias estratégicas y de reducción de capacidad de almacenamiento para adaptarlos a los volúmenes que reglamentariamente le son exigidos.~~

Artículo 9 del RD 1716/2004. Apartado 4

4. Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y ~~Comercio~~, para establecer o modificar, con la periodicidad necesaria y cuando razones técnicas o compromisos internacionales así lo aconsejen o previa solicitud motivada de las empresas titulares de refinerías interesadas, el valor de los coeficientes de equivalencia y de los porcentajes computables recogidos en los apartados 2 y 3 anteriores. En la fijación de los porcentajes del apartado 2 se estará a lo dispuesto en el apartado 8 del artículo 14 de este Real Decreto.

Artículo 32 del RD 1716/2004

Artículo 32. Contratos tipo

Las operaciones de compra, venta, permuta, arrendamiento, y almacenamiento de reservas estratégicas, ~~así como la constitución de existencias mínimas de seguridad a que se refieren los apartados 4 y 6 del artículo 14,~~ se ajustarán a contratos tipo cuyos modelos serán aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

7.2.7. Sobre el artículo 26 del RD 1716/2004 (Establecimiento de las cuotas)

Contenido de la propuesta

En el apartado 1 de este artículo se introduce una novedad en relación a la información que debe acompañar la propuesta elaborada por CORES respecto a las cuotas a que hacen referencia los apartados 1 y 2 del artículo 25 del RD 1716/2004. Hasta ahora, dicha propuesta se acompañaba de “*un presupuesto*”

comprendido de los ingresos y gastos previstos para el ejercicio correspondiente y de los criterios aplicados para la determinación del importe de las cuotas unitarias”, y con la propuesta de modificación se añade que también se acompañará “un plan estratégico y operativo para los cinco y dos años naturales siguientes, respectivamente, en el que se detallen el modo de cumplir sus funciones de manera eficaz y eficiente”.

Valoración

Se valora positivamente la incorporación de estos planes estratégicos y operativos a la información remitida anualmente por CORES junto con su propuesta de cuotas. De este modo, se podrá analizar, no sólo si las cuotas propuestas se ajustan a las previsiones de ingresos y gastos del ejercicio para el que se calculan, sino que también se podrá valorar si existe un plan para ir mejorando en eficiencia, de tal manera que CORES no se limite a cubrir sus costes, sino que también tenga una estrategia e incentivos en ir reduciéndolos y aumentar su eficacia, lo que puede traducirse paulatinamente en una reducción de las cuotas.

7.2.8. Sobre el artículo 39 del RD 1716/2004 (Aplicación de las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos)

Contenido de la propuesta

El Proyecto de Real Decreto modifica los apartados 1 y 2 de este artículo, incorporando disposiciones establecidas en el artículo 20 de la Directiva 2009/119/CE sobre procedimientos de emergencia.

Se modifica el apartado 1 del artículo 39 para incluir como supuesto de posible aplicación de las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos los casos en que exista una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, tal y como contempla el apartado 3 del artículo 20 de la citada Directiva. Se prevé, además, que en estas situaciones se informará inmediatamente a la Comisión Europea así como a la Agencia Internacional de la Energía.

También se transpone lo dispuesto en la Directiva (apartado 4 del artículo 20) al incluirse la previsión de que en el caso de una interrupción grave de suministro pero que no implique una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se solicitará autorización de la Comisión Europea.

Asimismo, contempla la posibilidad, recogida en el apartado 5 del artículo 20 de la citada Directiva, de movilizar existencias mínimas de seguridad por debajo del nivel mínimo obligatorio establecido en unas cantidades inmediatamente necesarias para dar una respuesta inicial en casos de una urgencia especial o con el fin de atender a crisis locales, debiéndose en estos casos informar a la Comisión inmediatamente de la cantidad movilizada.

Por último, en línea con el apartado 6 del artículo 20 de la Directiva, se indica que, según proceda, se establecerá un calendario razonable para la reposición del nivel de existencias mínimas de seguridad en coordinación con la Comisión Europea y la Agencia Internacional de la Energía.

El apartado 2 del artículo 39 del RD 1716/2004 se modifica en dos aspectos. Primero, se modifica la redacción anterior para hacer obligatorio el desarrollo de normas o planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento, en consonancia con lo establecido en el apartado 2 del artículo 20 de la citada Directiva, pues en la redacción anterior se contemplaba como una posibilidad. Segundo, se incorpora la necesidad de desarrollar también medidas organizativas para asegurar la aplicación práctica de estos planes.

Se recoge también la previsión de la citada Directiva de que a la Comisión Europea se le informará, si así lo solicita, de dichos planes de intervención y de las medidas organizativas.

Por último, se añade que estas normas o planes no serán objeto de publicación, previsión que no está recogida en la citada Directiva.

Valoración

Las modificaciones de este artículo recogen en su mayoría lo previsto en la Directiva 2009/119/CE, por lo que merecen una valoración positiva.

No obstante, parece excesivo recoger tan explícitamente que tanto las normas o planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento como las medidas organizativas no van a ser objeto de publicación. Se puede entender que estos planes y medidas pueden contener información sensible que puede no ser conveniente que esté al acceso del público en general. Sin embargo, se recomienda no establecer una prohibición tan taxativa.

Finalmente, se apunta con carácter puramente formal, que las letras e) y h) del apartado 1 del artículo 39 se encuentran actualmente derogadas. Se corresponden con las letras e) e i) del apartado 2 del artículo 49 de la Ley de Hidrocarburos que quedaron derogadas a través de la Disposición Derogatoria Única apartado a) del Real Decreto-ley 13/2012²⁷. Se propone, en consecuencia, su eliminación, de modo que el RD 1716/2004 contenga la misma relación de medidas que actualmente contempla el artículo 49 de la Ley de Hidrocarburos.

²⁷ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Propuesta de modificación

Artículo 39 del RD 1716/2004

“1. El Consejo de Ministros, mediante acuerdo, en situación de escasez de suministro de productos petrolíferos, incluida una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, podrá ordenar el sometimiento de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, a un régimen de intervención bajo control directo de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, con objeto de inducir la más adecuada utilización de los recursos disponibles, tal como dispone el artículo 49 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, pudiendo establecer el uso o destino final de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, dispuestas para consumo o transformación, siempre que esto sea necesario para asegurar el abastecimiento a centros de consumo que se consideren prioritarios.

Asimismo podrá adoptar en el ámbito, con la duración y las excepciones que se determinen, entre otras, alguna o algunas de las medidas siguientes:

- a) Limitaciones de la velocidad máxima del tránsito rodado en vías públicas.*
- b) Limitación de la circulación de cualquier tipo de vehículo.*
- c) Limitación de la navegación de buques y aeronaves.*
- d) Limitación de horarios y días de apertura de instalaciones para el suministro de productos derivados del petróleo.*
- e) ~~Suspensión de exportaciones de productos energéticos.~~*
- f) ~~e)~~ Limitación o asignación de los suministros a consumidores de todo tipo de productos derivados del petróleo, así como restricciones en el uso de estos.*
- g) ~~f)~~ Imponer a los titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos a que se refiere el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la obligación de suministrar su producto para el consumo nacional.*
- h) ~~Intervenir los precios venta al público de los productos derivados del petróleo.~~*
- i) ~~g)~~ Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los organismos internacionales de los que el Reino de España forme parte, que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe o aquellos que haya suscrito en los que se contemplen medidas similares.*

En el caso de movilización de existencias mínimas de seguridad en virtud de una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se informará inmediatamente a la Comisión Europea así como a la Agencia Internacional de la Energía. En el caso de ~~que~~ una interrupción grave de suministro pero que no implique una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se solicitará autorización de la Comisión Europea.

No obstante, se podrán movilizar existencias mínimas de seguridad por debajo del nivel mínimo obligatorio establecido en unas cantidades inmediatamente necesarias para dar una respuesta inicial en casos de una urgencia especial o con el fin de atender a crisis locales. En caso de una movilización de este tipo, se informará a la Comisión inmediatamente de la cantidad movilizada.

Según proceda, se establecerá un calendario razonable para la reposición del nivel de existencias mínimas de seguridad en coordinación con la Comisión Europea y la Agencia Internacional de la Energía.

2. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, desarrollará normas o planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento, que podrán contemplar la enajenación o permuta de las existencias estratégicas así como las medidas organizativas necesarias para asegurar la aplicación práctica de tales planes. Dichas normas o planes no serán objeto de publicación.

No obstante, previa solicitud de la Comisión Europea, se informará inmediatamente a ésta, de dichos planes de intervención y de las medidas organizativas correspondientes.

Las existencias estratégicas cuya disposición proceda se ofrecerán a precios de mercado a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas, para su puesta a consumo.”

7.2.9. Sobre disposiciones de la Directiva 2009/119/CE que no han quedado transpuestas

En la Memoria Justificativa que acompaña al Proyecto de Real Decreto se especifica que el artículo 8.4 de la Directiva 2009/119/CE queda transpuesto al ordenamiento jurídico español, tal y como ha solicitado la Comisión Europea, a través del punto 5²⁸ de la Disposición Final Tercera del Proyecto de Real Decreto. Sin embargo, el contenido del artículo 8.4 de la Directiva no se ha hallado en el texto de este punto 5 ni en ningún otro.

El artículo 8.4 de la Directiva exige a los Estados miembros que informen a los operadores económicos de las modalidades que vayan a aplicarse para calcular las obligaciones de almacenamiento que les impongan, a más tardar 200 días antes del comienzo del periodo al que se refiere la obligación.

Podría entenderse que el contenido de este artículo no se incorporó finalmente al texto del Proyecto de Real Decreto por considerarse ya reflejado en la nueva redacción del artículo 51.1 de la Ley de Hidrocarburos, dada por el RDL15/2013 (“Reglamentariamente se establecerá el procedimiento para que, con anterioridad al 31 de mayo de cada año, todos los sujetos conozcan las modalidades que vayan a aplicarse para calcular las obligaciones de almacenamiento en vigor a partir del 1 de enero del siguiente año”).

En cualquier caso, la sustitución del año móvil por el año natural con efectos el 1 de abril de 2016, supone que a partir de esa fecha comenzará a aplicarse una nueva modalidad para el cálculo de las obligaciones. La aplicación del preaviso mínimo de 200 días que exige la Directiva podría condicionar la entrada en vigor del punto 2 de la Disposición Final Tercera del Proyecto de Real Decreto y por tanto el texto de su Disposición Transitoria Úndecima (para que siga siendo válida la fecha del 1 de abril de 2016, el Real Decreto que

²⁸ En concreto se hace referencia al punto 5 de la DF3ª, nuevo apartado 6.

ahora se informa debería entrar en vigor a más tardar el 12 de septiembre de 2015).

7.2.10. Sobre la Disposición Transitoria Undécima del Proyecto de Real Decreto (Régimen transitorio para el mantenimiento de existencias mínimas de hidrocarburos líquidos y de gas natural)

Contenido de la propuesta

La Disposición Transitoria Undécima del Proyecto de Real Decreto establece, en lo que a hidrocarburos líquidos se refiere, la fecha del 1 de abril de 2016 como aquella en la que se sustituirá el año móvil por el año natural en el cálculo de las obligaciones de existencias mínimas de seguridad.

Valoración

La adecuación de esta fecha ya se ha puesto de manifiesto en las consideraciones sobre el artículo 2 del RD 1716/2004, si bien se ha llamado la atención en las consideraciones del epígrafe anterior sobre el retraso al que tendría que someterse en el caso, poco probable, de que el Proyecto de Real Decreto se aprobara con posterioridad al 12 de septiembre de 2015.

Por otro lado, se propone incorporar a este régimen transitorio la aplicación de la reducción del 40% al 20% del porcentaje de existencias mínimas de seguridad que los sujetos obligados pueden almacenar como máximo fuera de España, por los motivos expuestos en las consideraciones realizadas sobre el artículo 11 del RD 1716/2004.

Propuesta de modificación

Disposición transitoria Undécima. Régimen transitorio para el mantenimiento de existencias mínimas de hidrocarburos líquidos y de gas natural

1. Los cambios en el periodo de referencia para el cálculo de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos debido a la sustitución del año móvil por el año natural, operadas en la disposición final tercera, punto 2, no serán de aplicación hasta el 1 de abril de 2016. Igualmente, no será de aplicación hasta la misma fecha la reducción, del 40% al 20%, del porcentaje máximo de existencias mínimas de seguridad que se permite a los sujetos obligados almacenar en otros Estados Miembros de la Unión Europea, operadas en la disposición final tercera, punto 5.

2. Lo dispuesto en la disposición final tercera, punto 7, sobre existencias de gas natural será de aplicación a partir del 1 de octubre de 2015.

7.2.11. Sobre el nuevo Anexo III que se incorpora al RD 1716/2004

Ya se ha hecho referencia a este Anexo en las consideraciones sobre el nuevo apartado 5 que el Proyecto de Real Decreto añade al artículo 10 vigente.

Se llama la atención tan sólo sobre un error formal observado en su título.

Propuesta de modificación

ANEXO III

NORMAS DE ELABORACIÓN Y TRANSMISIÓN A LA COMISIÓN DE LAS RELACIONES ESTADÍSTICAS SOBRE EL NIVEL DE LAS RESERVAS QUE DEBEN ALMACENARSE EN VIRTUD DEL ARTÍCULO-3 ARTÍCULO 2

(...)

7.2.12. Otras consideraciones sobre el RD 1716/2004

En este epígrafe se incluyen consideraciones sobre artículos del vigente Real Decreto 1716/2004 que no se ven afectados por el Proyecto de Real Decreto y que, sin embargo, se considera adecuada su modificación, bien al objeto de recoger la coherencia con el contenido de los artículos que sí se modifican o bien al objeto de actualizar el RD 1716/2004 a recientes cambios de la legislación vigente.

7.2.12.1. Sobre el artículo 5 del RD 1716/2004 (Información)

El Proyecto de RD no altera este artículo, sin embargo se considera aconsejable su modificación.

La previsión establecida en el Proyecto de Real Decreto sobre el artículo 2 del RD 1716/2004 para el primer trimestre de cada año supone que las cifras definitivas de ventas o consumos del año n han de estar disponibles a más tardar el 31 de marzo de año n+1.

El artículo 5 del RD 1716/2004, relativo a la información que los sujetos obligados a mantener existencias han de remitir a distintos organismos, establece que dichos sujetos deberán enviar a CORES “*dentro de los cinco primeros meses de cada año, un estado contable relativo a las existencias, compras y ventas del ejercicio anterior, expresado en unidades físicas, acompañado de un informe de auditoría, sobre dicho estado*”.

Se propone adelantar la disponibilidad del estado contable auditado a los tres primeros meses de cada año para evitar realizar posibles regularizaciones, modificando el texto del artículo 5.2, así como corregir un error formal en el artículo 5.1.

Propuesta de modificación

Artículo 5. Información

1. Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, según lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, deberán facilitar al Ministerio de

Industria, Turismo y Comercio, a la ~~Comisión Nacional de Energía~~ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos información, en la forma y con la periodicidad que se determine, que permita obtener un balance exacto sobre los movimientos de los productos de cada sujeto, entradas de crudo y/o productos petrolíferos por importación, intercambio intracomunitario o compra nacional, cantidades y destinos de las ventas al mercado interior por canales de distribución y sectores de consumo, exportaciones de productos petrolíferos, otras salidas, niveles y variación de existencias y cualquier otra que se considere necesaria a los mismos fines.

2. Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad según lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, deberán enviar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, dentro de los ~~tres~~ cinco primeros meses de cada año, un estado contable relativo a las existencias, compras y ventas del ejercicio anterior, expresado en unidades físicas, acompañado de un informe de auditoría sobre dicho estado, emitido por el auditor de cuentas del sujeto obligado. El mencionado estado contable deberá estar constituido por los siguientes elementos:

- a) Existencias al 1 de enero, por materias primas y productos.*
- b) Compras mensuales, por materias primas y productos.*
- c) Ventas mensuales, por materias primas y productos.*
- d) Existencias al 31 de diciembre, por materias primas y productos.*

Dicho estado contable de existencias, compras y ventas será firmado por persona con poderes suficientes para ello y deberá ser remitido, junto con el correspondiente informe de auditoría, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, salvo cuando no se hubieran producido ventas o consumos en el periodo anual correspondiente en cuyo caso podrá sustituirse por una declaración expresa de la ausencia de actividad durante el ejercicio correspondiente.

3. (...)

7.2.12.2. Sobre el artículo 7 del RD 1716/2004 (Sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos)

El Proyecto de Real Decreto no modifica este artículo. No obstante, se propone su modificación al objeto de seguir manteniendo las ventas sobre las que se exige mantener existencias mínimas de seguridad a los distribuidores al por menor de productos petrolíferos.

La Ley 8/2015²⁹, en vigor desde el pasado 23 de mayo, ha modificado el artículo 43 de la ley de Hidrocarburos relativo a la distribución al por menor de productos petrolíferos. Entre otras novedades, se habilita a los distribuidores al por menor a suministrar a otros distribuidores. De mantenerse el texto actual

²⁹ Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

del artículo 7 del RD 1716/2004, se incrementaría la obligación sobre los distribuidores pues no solo se les exigiría mantener existencias mínimas por sus ventas procedentes de la importación sino también por las procedentes de las compras realizadas a otros distribuidores.

Propuesta de modificación

Artículo 7. Sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, están obligados a mantener, en todo momento, existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en la cuantía determinada en el artículo 2.1 de este real decreto:

a) Los operadores ~~autorizados para distribuir~~ al por mayor ~~productos petrolíferos~~, regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor.

b) Las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de ~~carburantes y combustibles~~ productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, regulados en el artículo 42 de la citada ley, o por otros distribuidores al por menor.

c) Los consumidores de ~~carburantes y combustibles~~ productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrada por operadores al por mayor regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o por las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la citada ley.

7.2.12.3. Sobre el artículo 12 del RD 1716/2004 (Inicio de actividad)

El Proyecto de Real Decreto no modifica este artículo. No obstante, se considera necesaria su reconsideración con el fin de facilitar uno de los objetivos que, según la Memoria, se pretende alcanzar: “*reducir las barreras de entrada al sector*”.

El artículo 12 del vigente RD 1716/2004 establece que “*En el caso en que un sujeto obligado inicie su actividad o no hubiera consumido o realizado ninguna venta de productos petrolíferos en el año inmediatamente anterior, los promedios de venta o consumo con arreglo a los cuales deban cumplir sus obligaciones de existencias mínimas de seguridad serán sustituidos durante los primeros 15 meses de actividad por una estimación razonada de ventas o consumos a propuesta del sujeto obligado*”.

Es decir, según la normativa vigente, los sujetos obligados deben mantener existencias mínimas de seguridad desde el primer día de actividad y sus volúmenes a mantener se calculan en base a una previsión de ventas que aún

no han realizado. Además, con la aplicación de este sistema, podría darse la paradoja de que si un sujeto, en su previsión de ventas, estima ventas al mercado interior y luego estas no se realizan, por focalizar finalmente su actividad en la venta a otros operadores (estas ventas están excluidas de la obligación) o por otros motivos, durante los primeros 15 meses de actividad el sujeto habría incurrido en un coste por mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, que luego en años sucesivos no le corresponde sufragar.

Con el año natural anterior como nuevo periodo de referencia, se considera que lo más adecuado es eximir a los sujetos de esta obligación de mantener existencias mínimas desde el inicio de su actividad. Esta medida no menoscabará el cumplimiento de los compromisos internacionales asumidos por España y, por el contrario, puede facilitar enormemente la entrada de nuevos agentes en el mercado.

Con la propuesta del Proyecto de Real Decreto, España, para cumplir con sus compromisos internacionales, deberá mantener en el año n un volumen de existencias equivalente a 92 días de las ventas o consumos realizados en el mercado interior durante el año $n-1$. Esta exigencia de volumen será constante a lo largo de todo el año n ³⁰ y seguirá siendo la misma, con independencia del número de sujetos que inicien su actividad en el año n , pues estos nuevos sujetos no participan en las ventas del año $n-1$.

Se considera, por tanto, que no tiene sentido establecer una obligación sobre unas ventas no realizadas. Los sujetos deberían estar obligados a mantener existencias mínimas de seguridad en cada momento del año n , sólo si durante el año $n-1$ han realizado ventas o consumos al mercado interior.

Por otro lado, la necesidad de establecer la obligación desde el inicio de la actividad de los nuevos sujetos para “compensar” las cantidades que podrían dejar de mantener sujetos que cesan su operativa (aunque deberían mantenerlas por las ventas realizadas en el ejercicio anterior), no es una justificación acorde con el principio de no discriminación que debe regir el mercado. No es justo imponer condiciones no necesarias y gravosas a los sujetos entrantes para sufragar las particularidades de los sujetos salientes. El sistema nacional de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad debe ser lo suficientemente robusto para no verse afectado por este tipo de situaciones y contar con un excedente de existencias que le permita absorber rápidamente el déficit sobre el cumplimiento de la obligación a nivel país que se podría generar en estas casuísticas o en otras. Este argumento, junto con los restantes expuestos a lo largo del informe, refuerza la consideración de esta Comisión favorable a mantener el excedente actual de reservas estratégicas.

Propuesta de modificación

³⁰ Con la excepción del primer trimestre del año n , en el que la obligación se calculará a partir de las ventas anuales del año $n-2$.

Artículo 12 del RD 1716/2004

Artículo 12. Inicio de actividad.

En el caso en que un sujeto obligado inicie su actividad o no hubiera consumido o realizado ninguna venta de productos petrolíferos en el año inmediatamente anterior, los promedios de venta o consumo con arreglo a los cuales deban cumplir sus obligaciones de existencias mínimas de seguridad serán sustituidos durante los primeros 15 meses de actividad por una estimación razonada de ventas o consumos a propuesta del sujeto obligado, que deberá ser aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha estimación será contrastada y podrá ser revisada por la citada Dirección General con el fin de actualizar el alcance de la obligación del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad del sujeto obligado.

7.2.12.4. Sobre el Anexo del RD 1716/2004 (Estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos)

Dado que el Proyecto de Real Decreto incorpora tres nuevos anexos al RD 1716/2004 y los numera como Anexos I, II y III, el único anexo que contiene actualmente el RD 1716/2004 debería reenumerarse y pasar a ser el Anexo IV.

Propuesta de redacción

ANEXO del RD 1716/2004

**ANEXO
ANEXO IV**

Estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

(...)

8. Inspección periódica

Contenido de la propuesta

La propuesta de Real Decreto contiene varias disposiciones que hacen referencia al proceso de inspección periódica de las instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización, y que se resumen a continuación.

Disposición Adicional Primera. *Inspección periódica de instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización*

En esta disposición se regula el procedimiento de inspección periódica para adecuarlo a los cambios del artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos, que permite a los usuarios la contratación de la inspección periódica de la instalación de gas con la empresa instaladora de gas de su elección, quedando el distribuidor como responsable de la realización de la misma en las instalaciones de los usuarios que no hubieran contratado dicho servicio.

El procedimiento propuesto establece que las empresas distribuidoras deberán comunicar a los usuarios conectados a su red, con una antelación mínima de tres meses, la necesidad de efectuar la inspección periódica de las instalaciones receptoras de gas, y desarrolla el contenido de dicha comunicación, informando a los consumidores de la posibilidad de realizar la inspección con una empresa instaladora de su elección.

Los usuarios dispondrán de un plazo de al menos de 45 días naturales, para realizar la inspección periódica de las instalaciones con una empresa instaladora. En la comunicación a los usuarios se les indicará que si no se realiza la inspección antes de la fecha límite establecida, se entenderá que el titular desea que la inspección sea realizada por el propio distribuidor, quién comunicará la fecha y hora de la inspección con una antelación mínima de cinco días.

Cuando la inspección la realice una empresa instaladora de gas, deberá remitir una copia del certificado de la inspección al distribuidor por medios telemáticos puestos a su disposición por la empresa distribuidora. Asimismo, mantendrá otra copia en su poder. Asimismo la empresa instaladora registrará telemáticamente cuál ha sido el resultado de la inspección.

Las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por las inspecciones a las instalaciones receptoras comunes o instalaciones individuales, serán fijadas por los organismos competentes de las Comunidades Autónomas. Dichas tarifas diferenciarán los siguientes conceptos:

- a. Gastos de gestión de la empresa distribuidora: Incluirá los gastos correspondientes al mantenimiento de las bases de datos de los

clientes en los que constan los resultados de la inspección, seguimiento de la situación de las instalaciones y comunicaciones necesarias relativas a la inspección a las Administraciones Públicas y a los consumidores.

Este concepto será facturado por el distribuidor a través de la empresa comercializadora de gas al titular del contrato del punto de suministro con independencia de la empresa que haya realizado la inspección periódica.

- b. Coste de la inspección periódica. Dicho concepto solo podrá ser facturado por la empresa distribuidora en el caso en que la inspección haya sido realizada por la misma o por personal contratado por esta. El distribuidor no podrá facturar el concepto de inspección periódica a través de la facturación de la empresa comercializadora de gas al titular del punto de suministro.

Disposición transitoria Séptima. *Medios telemáticos para la carga de certificados de inspección periódica.*

Esta disposición establece que antes del 1 de enero de 2016 las empresas distribuidoras deberán poner a disposición de las empresas instaladoras de gas una herramienta telemática para el envío de la documentación asociada al proceso de inspecciones.

Disposición transitoria Octava. *Tarifas de inspección periódica de gas natural.*

Hasta que los organismos competentes de las Comunidades Autónomas publiquen las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por la realización de las inspecciones periódicas según el nuevo proceso, se considerará que la retribución por la gestión del sistema de inspecciones llevado a cabo por la empresa distribuidora es de 12,8 €. El resto, hasta la tarifa máxima en vigor aprobada en la Comunidad Autónoma se considerará retribución del servicio de inspección y control de calidad.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 919/2006*

La Disposición final primera modifica varios apartados del Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 A 11.

La mayoría de las modificaciones son cambios de redacción necesarios para recoger la posibilidad de realización de las inspecciones de las instalaciones de gas por parte de los instaladores.

Cabe añadir también que se modifica el procedimiento de alta de las instalaciones en el caso de reapertura de las mismas tras un periodo de interrupción de más de un año (apartado 3.5.1 de la ITC-ICG 07), sustituyendo la cumplimentación de un certificado de instalación por la cumplimentación de un certificado de inspección.

Valoración

La Ley 18/2015, de 21 de mayo, modifica el artículo 74 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos y liberaliza las inspecciones periódicas a las instalaciones receptoras individuales y comunes que hasta entonces eran realizadas exclusivamente por la empresa distribuidora.

En su estudio³¹ sobre el mercado de inspecciones de instalaciones receptoras de gases combustibles por canalización la CNMC ha analizado dicho mercado realizando una serie de recomendaciones a las autoridades competentes, nacionales y autonómicas para que el mecanismo de inspección logre la máxima eficiencia económica, cumpliendo al mismo tiempo con sus objetivos de seguridad de las instalaciones.

Entre dichas recomendaciones se encontraba la de modificar la regulación a fin de dar la opción a los usuarios de contratar la inspección con un instalador autorizado de su elección.

La Disposición Adicional 1ª ofrece al usuario la posibilidad de contratar libremente con una empresa instaladora de su elección la realización de la inspección periódica obligatoria, según el precio y condiciones pactadas entre ambas partes. De esta forma se introduce presión competitiva en un mercado asignado hasta el momento de forma monopolística a las empresas distribuidoras y se traslada al consumidor las ventajas de la tensión competitiva existente actualmente en la subcontratación de los servicios de inspección por parte de las compañías distribuidoras o suministradoras.

Por ello, parecen adecuadas las modificaciones y la propuesta de procedimiento de comunicación a los consumidores y de desarrollo indicados en los puntos 1 a 6 de la Disposición Adicional Primera, así como en las modificaciones del *Real Decreto 919/2006*.

Como comentarios menores, sería conveniente sustituir el plazo de 45 días hábiles por 2 meses naturales, por ser un cómputo del plazo mucho más comprensible por el consumidor.

Si bien en el apartado 2 de la DA 1ª se recogen los contenidos que deberá incluir la comunicación de la empresa distribuidora al usuario sobre la

³¹ E/CNMC/0001/15

necesidad de efectuar la inspección periódica de las instalaciones receptoras, dicha comunicación debería ser establecida mediante un modelo regulado, de manera que el distribuidor presente la posibilidad de contratar con una empresa instaladora de forma clara y en igualdad de condiciones con los servicios de inspección ofrecidos por él mismo.

También se considera adecuado incluir alguna precisión sobre los procedimientos de cortes y reaperturas de las instalaciones como consecuencia del proceso de inspección.

Según el RD 919/2006, cualquier instalador acreditado puede realizar el corte y reapertura de suministro, a excepción de las actuaciones que requieran accionar la llave de la acometida, que únicamente podrá realizar el distribuidor. Se propone que en casos de cortes por anomalías en la inspección, la empresa distribuidora ejecute el corte únicamente en aquellos casos en los que el cierre de las instalaciones requiera de la manipulación de la llave de la acometida. Igualmente, se propone explicitar que en estos casos debe ser también el distribuidor quien ejecute la reapertura del suministro, manipulando la llave de la acometida. En el resto de casos, deberá ser la empresa instaladora quien corte el suministro.

La redacción del punto 6 no deja clara en qué casos se debe proceder a la suspensión del suministro en las instalaciones que no realicen la inspección en las fechas indicadas. Teniendo en cuenta la repercusión de esta medida sobre los consumidores que pudieran estar ausentes en la fecha de realización del proceso, sería más adecuado limitar los casos de suspensión del suministro a las instalaciones que, por su deficiente estado de conservación, supongan un riesgo para la seguridad de las personas, lo cual ya está contemplado en la regulación general de los motivos para interrumpir el suministro. Cabe indicar que cada Comunidad Autónoma ha regulado las consecuencias de la imposibilidad de realizar la inspección, optando por el corte del suministro únicamente algunas. Se propone que se clarifique que únicamente se procederá a cortar el suministro cuando así se disponga en la regulación aplicable en cada Comunidad Autónoma.

Respecto a la retribución al distribuidor por la gestión del proceso de inspección, se considera que articular esta mediante el cobro de un pago específico a incluir en las facturas de los comercializadores a los consumidores finales puede no resultar la solución más óptima.

Además, es cuestionable que para la estimación del importe de los gastos de gestión del distribuidor del nuevo proceso de inspección, se utilice un informe realizado por el propio sector gasista (SEDIGAS), sin ningún tipo de supervisión regulatoria, con datos de los años 2006 a 2009 y que, en su caso, reflejarían los costes de gestión del modelo anterior, en los que el distribuidor debía realizar toda la gestión del proceso.

Considerando la retribución propuesta por el Proyecto de Real Decreto para el distribuidor (12,8 €), y un número anual de 1,5 millones de inspecciones (la quinta parte de la base de clientes), resulta una retribución anual de 19,2 Millones de euros a la actividad de distribución.

Con el nuevo procedimiento, en el caso de un consumidor que contrate el proceso de inspección con un instalador, los trabajos que tiene que realizar el distribuidor consisten básicamente en el envío de la carta informativa al consumidor a que hace referencia la Disposición Adicional Primera y el mantenimiento de las bases de datos y procedimientos de comunicación para que los instaladores comuniquen la realización de las inspecciones realizadas.

Por tanto, parece claramente excesiva la retribución anual de 19,2 Millones de euros por esta actividad. Posiblemente la mayoría de los costes administrativos de gestión del proceso a que hace referencia la tabla del estudio de SEDIGAS tienen relación con la grabación de los resultados de la inspección en la base de datos del distribuidor, que según el nuevo procedimiento, es una tarea que realizarán directamente los instaladores y no el distribuidor.

Además, se considera que se debería establecer un importe común de esta retribución para cualquier consumidor situado en territorio nacional, no encontrándose justificado la introducción de tarifas de carácter regional para la realización de un proceso cuya gestión puede realizar de forma común para todos los puntos de suministro de cada distribuidor, con independencia de su ubicación.

Por otra parte, la “Gestión del Proceso de inspección” no es un coste que pueda asociarse a un servicio concreto prestado por el distribuidor a un consumidor (ya que el prestador del servicio sería el instalador), sino un coste relacionado con la actividad de distribución. Por ello, la retribución de los mismos podría realizarse con cargo a los peajes y cánones de distribución que se determinen por el Gobierno, en función de las competencias establecidas en el artículo 91.1 de la Ley 34/1998.

Desde el punto de vista de la eficiencia regulatoria y la racionalidad en la distribución de competencias, y dado que es el Gobierno quien fija la retribución de la actividad de distribución, es mucho más eficaz que también sea el Gobierno el que establezca la retribución asociada a este proceso específico.

Por otra parte, y a efectos de evitar posibles fraudes o la aplicación de precios abusivos a los consumidores en el proceso de inspección, y evitar duplicidades en la realización de las mismas, se considera conveniente que el régimen de precios máximos aplique también a las empresas instaladores, y que su importe se pueda cobrar, en cualquier caso, a través de la factura del suministro emitida por el comercializador.

La utilización de este procedimiento de cobro permitiría evitar posibles fraudes sobre los consumidores, como podría ser la realización de inspecciones sobre instalaciones que ya han pasado recientemente el proceso de inspección, o la aplicación de precios más elevados de los regulados actualmente. También facilitaría la lucha contra la evasión fiscal en el IVA y en la declaración de ingresos por la realización de inspecciones.

Propuesta de modificación.

Disposición Final Primera *Inspección periódica de instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización*

2. h) *Se indicará que en el caso de que el instalador autorizado no haya remitido a la empresa distribuidora el correspondiente certificado de la inspección antes de la fecha límite establecida, se entenderá que el titular desea que la inspección sea realizada por el propio distribuidor.*

En este caso, el distribuidor comunicará la fecha y rango horario hora de la inspección con un margen de 3 horas con una antelación mínima de cinco días. La comunicación incluirá un número de teléfono a través del cual el cliente podrá concretar la hora de la inspección o solicitar su modificación.

5. *“En caso de que la empresa instaladora de gas que realice la inspección detecte una anomalía principal que no pueda ser corregida en el momento, deberá cerrar la llave de paso del gas y ponerlo en conocimiento de la empresa distribuidora de forma inmediata y mediante un medio que permita tener constancia de la comunicación, para que esta pueda proceder al corte.”En el caso de que fuera necesario cerrar la llave de acometida, la empresa instaladora deberá avisar a la empresa distribuidora para que ésta pueda proceder al corte. Corregida la anomalía, deberá informarse a la empresa distribuidora para que proceda a la reapertura de la llave de la acometida.*

6. *En el caso de que el titular de la instalación no realice la inspección periódica por cualquiera de los medios autorizados y en los plazos indicados en Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, el distribuidor lo comunicará al órgano competente de la Comunidad Autónoma y a la empresa comercializadora que venía efectuando el suministro y procederá, en su caso, cuando así esté regulado en la normativa de la comunidad autónoma, a la suspensión del suministro en dicho punto, hasta la presentación del correspondiente certificado.*

7. *Las tarifas máximas que las empresas distribuidoras e instaladoras pueden cobrar por las inspecciones a las instalaciones receptoras comunes o instalaciones individuales, serán fijadas por los organismos competentes de las Comunidades Autónomas. Dichas tarifas diferenciarán los siguientes conceptos:*

Gastos de gestión de la empresa distribuidora: Incluirá los gastos correspondientes al mantenimiento de las bases de datos de los clientes en los que constan los resultados de la inspección, seguimiento de la situación de las instalaciones y comunicaciones necesarias relativas a la inspección a las Administraciones Públicas y a los consumidores.

Este concepto será facturado por el distribuidor o el instalador a través de la empresa comercializadora de gas al titular del contrato del punto de suministro en independencia de la empresa que haya realizado la inspección periódica. La empresa comercializadora ingresará estos importes al distribuidor, junto con el pago mensual de

peajes, y el distribuidor realizará la transferencia a los instaladores que corresponda. No procederá a la facturación de ninguna cantidad si la inspección se realiza sobre instalaciones que ya hubiesen superado favorablemente el proceso de inspección en los últimos cuatro años.

~~Coste de la inspección periódica. Dicho concepto solo podrá ser facturado por la empresa distribuidora en el caso en que la inspección haya sido realizada por la misma o por personal contratado por esta.~~

~~El distribuidor no podrá facturar el concepto de inspección periódica a través de la facturación de la empresa comercializadora de gas al titular del punto de suministro.~~

8. Los costes de gestión del proceso de inspección periódica realizado por el distribuidor se incluirán en la retribución anual de la distribución de la actividad de distribución.

Disposición Final Primera. Modificación del Real Decreto 919/2006,

Cuatro. Se modifica el último párrafo del apartado 3.5.1 de la ITC-ICG 07 quedando redactado como sigue:

En la reapertura de instalaciones después de una resolución de contrato, que entren de nuevo en servicio tras un periodo de interrupción de suministro de más de un año se actuará de igual forma que en las nuevas instalaciones. La empresa distribuidora procederá a verificar la existencia del certificado de instalación individual archivado, procediendo a continuación a verificar, emitir y archivar por parte de la distribuidora el certificado de pruebas previas y puesta en servicio conforme a lo indicado en esta ITC, no obstante la empresa instaladora de gas extenderá un certificado de inspección de la instalación y remitirá copia del mismo a la empresa distribuidora por los medios puestos a su disposición al efecto.

9. Otros aspectos

9.1. Modificación del Real Decreto 1434/2002. Conexiones transporte-distribución

Contenido de la propuesta

La Propuesta desarrolla lo establecido en el artículo 73.1³² de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (modificado por la Ley 8/2015, de 21 de mayo) estableciendo una definición concreta de las instalaciones de conexión entre instalaciones de transporte e instalaciones de distribución (en adelante conexión T-D), que clarifica qué parte de la conexión tiene la consideración de instalación de distribución y qué parte la consideración de instalación de transporte.

³² Igualmente, tendrán la consideración de instalaciones de distribución las instalaciones de conexión entre la red de transporte y distribución en los términos y condiciones que reglamentariamente se determinen.

Para ello la Propuesta modifica el actual redactado del artículo 12, del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, sustituyendo el apartado 3 por un nuevo texto, y añadiendo dos nuevos apartados 4 y 5.

Las conexiones T-D forman parte necesaria de los nuevos proyectos de extensión de redes para llevar el gas a nuevos usuarios, y las inversiones en estas conexiones T-D deben ser consideradas por el promotor al analizar en su conjunto la rentabilidad de una nueva extensión de redes de distribución.

El modelo retributivo de las instalaciones de distribución, de las instalaciones de transporte secundario y de las instalaciones de transporte primario no troncal (según el Título IV de la Propuesta) trasladan el riesgo de la inversión al promotor, al ligar la retribución del titular, al gas vehiculado y/o al número de clientes, con el fin de evitar la construcción de instalaciones innecesarias o inadecuadamente dimensionadas.

Por ello, y de acuerdo con lo previsto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Propuesta establece que la ERM que suministra gas a la red de distribución sea propiedad del distribuidor, y en caso de que sea necesaria la construcción o modificación de la posición de derivación en el gasoducto de transporte su coste de inversión sea soportado por el distribuidor, sin perjuicio de que la citada posición de derivación sea de titularidad del transportista.

Valoración

Lo dispuesto por la Propuesta complementa al nuevo sistema retributivo de los gasoductos primarios de atención zonal que también incluye esta Propuesta, y viene a dar una solución económicamente sostenible, tal y como establece la Ley 18/2014, de 15 de octubre, e integral, al modelo de crecimiento y desarrollo del sistema gasista en el territorio, de forma que se coloca en el tomador de las decisiones de inversión en distribución (el distribuidor) el riesgo de la recuperación de todas las inversiones necesarias para la expansión de las redes de gas, incluidas las inversiones en las conexiones T-D, ya que en todo caso dichas inversiones son inducidas por el distribuidor que las solicita. Hasta la entrada en vigor de este Real Decreto, el riesgo asociado a las conexiones T-D está siendo soportado por el sistema gasista en su conjunto, a través del sistema de liquidaciones.

Destacar que, la Propuesta reparte responsabilidades, asignaciones de costes y titularidades de las instalaciones de la conexión T-D entre el transportista y el distribuidor. Por un lado, asigna al transportista, titular del gasoducto, la propiedad y el mantenimiento de la posición del gasoducto donde se realiza la conexión T-D, con las consiguientes ventajas de mantener en dicho sujeto, la unidad operativa, patrimonial y de responsabilidad de las instalaciones, y ello, sin perjuicio de que sea el distribuidor el que soporte el coste de las inversiones necesarias a realizar en la posición, y por otro lado, asigna al distribuidor

solicitante la propiedad y los costes de la ERM necesaria construir en la conexión T-D.

Esta Comisión considera que se debe poner de manifiesto que, el distribuidor es el sujeto que, por su implantación territorial, está en posición de tener el mejor conocimiento de la demanda de gas natural, y su evolución, en su zona de distribución, y por tanto de los ingresos por peajes que se puedan generar, y de su retribución, puesto que es función de sus resultados: puntos de suministro conectados y kWh suministrados. En consecuencia, el distribuidor es el sujeto que está en la mejor posición para tomar las mejores decisiones de inversión en expansión de redes de distribución de forma que sean sostenibles económicamente, tanto para él, como para el sistema gasista en su conjunto, todo ello, sin perjuicio de las funciones que la regulación asigna al Comercializador.

No obstante, cabe indicar que la Propuesta no recoge el tratamiento a dar, en el caso de ser necesarias, a las nuevas inversiones para la ampliación de las ERMs existentes en las actuales conexiones T-D. A este respecto, señalar que el PD-14, de las NGTS, sobre "Crterios de definición del grado de saturación de las estaciones de regulación y medida y estaciones de medida y procedimiento de realización de propuestas de actuación" establece que "el GTS elaborará un informe final, que incluirá tanto las propuestas de adecuación técnicas y su estimación económica, como una valoración acerca de la idoneidad de las mismas. Dicho informe se remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 30 de septiembre de cada año"

En consecuencia, se propone clarificar que las inversiones en ampliación de ERMs con motivo de la saturación de las mismas, puestas de manifiesto por la aplicación del citado PD-14, sean por cuenta del distribuidor.

Propuesta de modificación

Para ello, se propone el siguiente texto a añadir al último párrafo del punto 3 del artículo 12 del Real Decreto 1434/2002:

(..)

Los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión, serán soportados por el distribuidor solicitante, incluyendo el coste de la posición de derivación, en caso de no existir, o la modificación de la misma, sin perjuicio de que el titular de la posición sea el transportista, el cual, en este caso no tendrá derecho a retribución alguna por esa inversión. Asimismo, también serán soportadas por el distribuidor los costes de inversión necesarios para ampliar las estaciones de regulación y medida saturadas propiedad de un transportista, según la propuesta del GTS a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, realizada en aplicación de lo dispuesto en el PD-14, que desarrolla

lo dispuesto en la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.

9.2. Desarrollo de la Ley de hidrocarburos: exploración y producción

Contenido de la propuesta

La Disposición Final Quinta del Proyecto de Real Decreto clarifica la normativa de aplicación a varios procedimientos asociados a las autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación regulados en el título II de la Ley de Hidrocarburos y en el Reglamento 2362/1976³³, aplicable de forma subsidiaria en lo que no se oponga a la mencionada Ley y su normativa de desarrollo. En concreto,

- Se determina que para el otorgamiento de una concesión de explotación o almacenamiento subterráneo de hidrocarburos, es necesaria la resolución del procedimiento de evaluación de impacto ambiental del proyecto.
- Se dispone que la titularidad de un permiso de investigación o de una concesión de explotación de hidrocarburos no exime de la obligación de obtener la correspondiente autorización administrativa para llevar a cabo los trabajos previstos en el correspondiente plan de investigación o plan general de explotación³⁴.
- Se regula el procedimiento para la solicitud de prórroga en aquellas concesiones de explotación sujetas al régimen establecido en la Ley 34/1998 cuyo plazo inicial de vigencia efectiva, según lo determinado en el artículo 30.2.6 del Real Decreto 2362/1976, sea inferior a 30 años.
- Se establece que en el plazo de 15 días hábiles con posterioridad a producirse el devengo del canon de superficie, la Administración competente habrá de notificarlo al órgano competente para su recaudación.

Según la Disposición Transitoria Décima del Proyecto de Real Decreto, lo dispuesto en la Disposición Final Quinta será de aplicación a los procedimientos en curso a la entrada en vigor del Real Decreto.

Valoración

El contenido de la Disposición Final Quinta del Proyecto de Real Decreto se considera adecuado en la medida que introduce claridad a la norma actualmente de aplicación. Por otro lado, regula una situación no contemplada

³³ Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el reglamento para aplicación de la Ley sobre investigación y explotación de hidrocarburos de 27 de junio de 1974.

³⁴ En ningún caso las autorizaciones emitidas implicarán una transferencia de responsabilidad del operador a la Administración.

en la Ley de Hidrocarburos en relación a las concesiones de explotación para las que expira su periodo de vigencia, sin que se haya resuelto nada al respecto sobre su solicitud de prórroga.

9.3. Disposición Adicional Segunda: Mandatos

Contenido de la propuesta

La propuesta incorpora cuatro mandatos, para los que da un plazo de 3 meses:

- Un mandato al GTS, para que elabore los requisitos de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad indicado en el artículo 5.
- Dos mandatos a la CNMC, para que desarrolle los procedimientos de asignación de capacidad descritos en el artículo 8 y los modelos normalizados de contrato indicados en el artículo 11.
- Un mandato al Gestor de Garantías y el Gestor Técnico del Sistema para que desarrolle una propuesta de garantías de participación en el Mercado Organizado de Gas y de liquidación de desbalances, así como el proceso de gestión de las mismas.

Valoración.

Por coherencia con la valoración y los cambios propuestos respecto al artículo 33 de la propuesta de Real Decreto, debe eliminarse de esta Disposición la referencia a las liquidaciones de desbalances.

En relación con los plazos de los mandatos, se considera que son demasiado cortos. Además, no se trata de temas que presenten una gran urgencia, a excepción de la propuesta de garantías de participación en el mercado organizado, cuyo plazo debería reducirse para que estuviese aprobada con anterioridad a la fecha de entrada en funcionamiento del mercado.

Se propone reducir a 1 mes el plazo para la elaboración de la propuesta de constitución de garantías de participación en el mercado, por parte del Operador del Mercado, y elevar a 6 meses los plazos de los restantes mandatos.

Por otra parte, tal como se pone de manifiesto en las alegaciones recibidas es preciso acompañar los cambios regulatorios que se proponen. La derogación del RD 949/2001 en relación con el acceso de terceros (artículos 3,4,5,6,7,8 y 9) deja temporalmente sin mecanismo de gestión de congestiones físicas al sistema gasista. Se considera oportuno que en el desarrollo normativo de este Real Decreto también se implemente este mecanismo, por lo que parece prudente que el mandato a la CNMC de propuesta sobre procedimientos de

asignación de capacidad se extienda al mecanismo o mecanismos de gestión de congestiones.

Adicionalmente, a efectos de fomentar la liquidez del Mercado Organizado de gas, se considera necesario la inclusión de un mandato adicional, para el desarrollo de una propuesta de procedimiento de compra de gas de operación a través del mercado organizado.

Propuesta de modificación.

Disposición Adicional Segunda. Mandatos. [..]

En un plazo máximo de ~~seis~~ tres meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, se remitirán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las siguientes propuestas:

- El Gestor Técnico del Sistema una propuesta de desarrollo del Artículo 5.1 en lo relativo a los requisitos de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad.*
- La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará una propuesta de desarrollo del artículo 8 en lo referente a los procedimientos de asignación de capacidad, así como del artículo 11 en lo relativo a los modelos normalizados de contratos de acceso a las instalaciones del sistema gasista y a los mecanismos de gestión de congestiones.*

En un plazo máximo de un mes desde la entrada en vigor del presente real decreto, se remitirán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las siguientes propuestas:

- El Gestor de Garantías y el Gestor Técnico del Sistema, respectivamente, una propuesta del proceso de gestión de garantías contemplado en el Artículo 33.4 ~~tanto~~ para como para las garantías de participación en el Mercado Organizado de Gas y para las garantías de contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado y de liquidación de desbalances.*

El Operador de Mercado Organizado elaborará, en un plazo de 2 meses, una propuesta de procedimiento para la compra del gas de operación a través del mercado organizado

