

RÉGIMEN JURÍDICO DE LOS GASODUCTOS TRANSFRONTERIZOS EN LA UNIÓN EUROPEA

LEGAL FRAMEWORK FOR TRANSBOUNDARY PIPELINES IN THE EUROPEAN UNION

ÍÑIGO DEL GUAYO CASTIELLA

Catedrático de Derecho Administrativo.
Universidad de Almería

Revista Española de Derecho Europeo 72
Octubre – Diciembre 2019
Págs. 9 – 42

SUMARIO: I. INTRODUCCIÓN. II. IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL Y DE LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN EUROPEA. III. EL DERECHO ORIGINARIO DE LA UNIÓN EUROPEA CON INCIDENCIA DIRECTA SOBRE LAS INTERCONEXIONES GASISTAS. IV. LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN DE LA ENERGÍA. V. LAS INTERCONEXIONES GASISTAS COMO PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN Y SU FINANCIACIÓN. 1. *Los gasoductos como proyectos energéticos estratégicos para la Unión Europea*. 2. *El mecanismo “conectar Europa” (“Connecting Europe Facility”)*. VI. LA ENTRADA DE GAS AL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL MEDIANTE ABASTECIMIENTOS DEL EXTERIOR. GASODUCTOS TRANSFRONTERIZOS Y PLANTAS DE REGASIFICACIÓN. AUSENCIA DE CONGESTIÓN. VII. EL PROCESO DE CREACIÓN DE LAS NORMAS REGULADORAS DEL ACCESO A LOS GASODUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (INCLUYENDO LOS TRANSFRONTERIZOS). 1. *La limitada eficacia integradora de las Directivas de 1998 y 2003*. 2. *Hacia un Reglamento regulador del acceso a las redes de transporte en 2005 (incluyendo el transfronterizo)*. *El Foro de Regulación del Gas*. VIII. EL ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS, INCLUYENDO EL TRANSFRONTERIZO, EN LAS NORMAS VIGENTES DEL MERCADO INTERIOR DEL GAS NATURAL, DE 2009. 1. *Las interconexiones gasistas en la Directiva de 2009*. 2. *La responsabilidad de los gestores de red de transporte sobre las interconexiones según la Directiva de 2009*. *Derecho español*. 3. *El Reglamento de 2009 y su contenido*. *Los códigos de red*. IX. LOS PROCEDIMIENTOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD Y DE GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN APLICABLES A LOS GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE. 1. *Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad*. *Su aplicación en España*. 2. *La gestión de la congestión y el principio de fomento de liberación de la capacidad ociosa*. 3. *Derecho español sobre renuncia a la capacidad*. 4. *La modificación de las normas europeas de reducción de capacidad en 2012, su eficacia temporal y el principio de protección de la confianza legítima*. X. DIRECTRICES, PRINCIPIOS, ORIENTACIONES Y CÓDIGOS DE RED. EL “SOFT LAW” EN EL RÉGIMEN JURÍDICO DE LAS REDES

DE TRANSPORTE DE GAS. XI. LA REFORMA DE LA DIRECTIVA DE GAS DE 2009. GASODUCTOS PROCEDENTES DE TERCEROS PAÍSES Y HACIA TERCEROS PAÍSES. XII. CONCLUSIONES. XIII. ANEXO BIBLIOGRÁFICO. 1. *Libros y artículos*. 2. *Documentos de las instituciones de la Unión Europea (por orden cronológico)*.

RESUMEN: La existencia de interconexiones gasistas entre los Estados miembros es un requisito esencial para que se instaure un auténtico Mercado Interior de gas natural en la UE. Así está reconocido en el TFUE, tanto en el Título sobre energía, como en el Título sobre redes transeuropeas. La UE dispone de unas reglas cada vez más detalladas y precisas sobre el acceso a las redes de transporte de gas, que incluye las redes transfronterizas. Dada la escasa capacidad de interconexión, entre los principales problemas que abordan esas normas se encuentran los mecanismos de asignación de capacidad entre los interesados, así como las normas de gestión de la congestión (que conlleva la gestión de la renuncia a la capacidad contratada, como instrumento de dinamización y liquidez de los mercados gasistas). Estas normas están sujetas a constante evolución y se contienen en instrumentos novedosos, como las directrices o los códigos de red. La capacidad de un gasoducto transfronterizo puede encontrarse en variadas situaciones (básicamente, en situación de congestión o en situación de no congestión), cada una de ellas regulada por una norma, europea o española. El Derecho europeo no desplaza a cualesquiera normas nacionales sobre el acceso a los gasoductos, sino sólo a aquella que, siendo contraria a sus previsiones, regule el mismo supuesto de hecho.

PALABRAS CLAVE: Gasoductos – Conexión internacional – Acceso – Capacidad – Códigos de red.

ABSTRACT: The existence of gas interconnections between Member States is an essential requirement for the establishment of a genuine internal market for natural gas in the EU. The TFEU recognizes this, both in the Title on energy, and in the Title on transeuropean networks. The EU has now detailed and precise rules on access to gas transport networks, which includes cross-border networks. Given the limited capacity for interconnection, among the main problems addressed by these rules are the mechanisms for allocating capacity among stakeholders, as well as congestion management rules (which entails the management of the abandonment of contracted capacity, as an instrument to improve liquidity of the gas markets). These legal rules are subject to constant evolution and are contained in novel instruments, such as guidelines or network codes. The capacity of an international pipeline may be subject to a variety of situations (there can be congestion, and there can be an absence of congestion). Each situation is ruled by a different legal norm, either European or national. European law does not put aside every single national norm on the subject, but only those ones which, having an opposing content, are to be applied to the same facts.

KEYWORDS: Gas pipelines – Interconnector – Access – Capacity – Network codes.

Fecha de recepción: 28-6-2019

Fecha de aceptación: 29-9-2019

I. INTRODUCCIÓN

Los gasoductos u oleoductos han sido tradicionalmente un instrumento de poder en manos del Estado propietario de la infraestructura y de la energía que por ellos circula. Por ejemplo, hace sesenta años se anunciaba la construcción de un oleoducto de 4.000 kilómetros de longitud entre la ciudad de Kuibychev (actualmente llamada Samara, en Rusia) y Schwedt (en la República Democrática Alemana), que la prensa explicaba como una manifestación del creciente dominio de la URSS sobre sus países satélites¹.

1. Diario “Madrid”, 8 de septiembre de 1959. Véase Sánchez Ortega, A.J., *Poder y seguridad en las relaciones internacionales*, ed. Reus, Madrid 2013, pp. 175-2013.

Esta significación cratológica de los gasoductos no ha desaparecido, como lo demuestra el gasoducto en construcción entre Rusia y Alemania, por el Mar Báltico². Sin embargo, el presente estudio no analiza el régimen jurídico de los gasoductos transfronterizos en la UE desde la dominación, sino como instrumento de unión, de cooperación y de integración entre los Estados miembros.

Tras identificar la importancia de las interconexiones gasistas en la UE (epígrafe 2), el artículo contextualiza el estudio del régimen jurídico de los gasoductos transfronterizos en el Derecho Originario (incluyendo las redes transfronterizas) y en la llamada Unión de la Energía (epígrafes 3, 4 y 5). La referencia a los gasoductos que unen España con Portugal, Francia y África (epígrafe 6) sirve tanto para ilustrar la alternativa que se vive en toda la UE entre el abastecimiento por gasoducto y el abastecimiento mediante buques metaneros (y las regasificadoras), como para proporcionar una referencia concreta del Derecho aquí analizado. El derecho vigente sobre las conexiones internacionales gasistas hunde sus raíces en el proceso de creación de un Mercado Interior del gas natural, iniciado en 1998 (epígrafe 7). El núcleo del análisis se refiere a las normas que regulan el acceso a los gasoductos de transporte de gas, incluyendo los transfronterizos, con particular énfasis a los principios que rigen la asignación de capacidad y la gestión de la congestión (particularmente la renuncia la capacidad contratada); la rápida evolución de esa normativa, desde 2009 a nuestros días, debe conllevar una adecuada eficacia temporal de las normas, así como el respeto al principio de protección de la confianza legítima (epígrafes 8 y 9). Dada la existencia de instrumentos que se suelen incluir dentro del llamado *soft law*, el trabajo incluye unas reflexiones sobre el tema (epígrafe 10). Tras un análisis de la futura extensión de la aplicación de las normas del Mercado interior a gasoductos procedentes de terceros países (epígrafe 11), el trabajo proporciona unas conclusiones (epígrafe 12).

II. IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL Y DE LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN EUROPEA

El gas natural es una fuente de energía muy importante en el presente y en el futuro de la Unión Europea. En la transición hacia un sistema energético electrificado, el gas natural proporciona seguridad, flexibilidad y limpieza. En el sector eléctrico, la generación mediante gas natural (los ciclos combinados) proporciona la seguridad que no tienen las energías renovables; adicionalmente, se trata de una generación flexible, por oposición a otras más rígidas (como la nuclear), por cuanto puede fácilmente regularse su entrada en funcionamiento, su parada y la intensidad de la generación. Es una energía más limpia que el resto de los hidrocarburos, porque la combustión de gas natural produce menos emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero, de ahí que ofrezca ventajas respecto del resto de combustibles fósiles. El gas natural es una alternativa ya disponible en el transporte terrestre, el ferroviario y el marítimo (como gas natural licuado, o gas natural comprimido o vehicular). Piénsese en algunas flotas municipales de autobuses que utilizan gas natural vehicular.

2. Véase epígrafe 11.

El gas natural representa entre el 20 y el 25 por ciento del total de energía consumida en la UE, pero más del 70 por ciento de ese gas natural es importado de fuera de la UE. Por tanto, hay una gran dependencia de suministros de gas natural no comunitarios³. La industria del gas natural en Europa ha sido una industria predominantemente basada en los gasoductos, por donde llegan los abastecimientos de esos terceros países, fundamentalmente Rusia, Noruega, Libia y Argelia. También en el Reino Unido existen gasoductos que conectan sus yacimientos *off-shore* con la isla de Gran Bretaña. La alternativa al gas canalizado por gasoducto es el gas natural licuado (en adelante, GNL), que constituye un sector en clara expansión en los tiempos presentes, en todo el mundo⁴. El GNL llega a las plantas de regasificación ubicadas en los puertos, donde es regasificado e introducido en la red de gasoductos. En su forma de GNL, el gas natural llega a Europa de muy diversos países, como Perú, Nigeria, Qatar, Trinidad y Tobago y varios otros. La UE ha potenciado en los últimos tiempos el GNL, como una manera de diversificar los suministros, de aportar seguridad y flexibilizar y de zafarse de las amenazas rusas de corte del suministro, en sus disputas sobre el tránsito con Ucrania y Bielorrusia. España ha sido pionera en la UE al dotarse de un buen número de plantas de regasificación (seis en funcionamiento). En este contexto, con esa altísima dependencia del exterior y con un limitado número de puntos de entrada del gas en el sistema europeo, se entiende la importancia de las interconexiones gasistas entre Estados miembros.

III. EL DERECHO ORIGINARIO DE LA UNIÓN EUROPEA CON INCIDENCIA DIRECTA SOBRE LAS INTERCONEXIONES GASISTAS

Una de las novedades del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE)⁵, que entró en vigor el 1 de diciembre de 2009, fue la inclusión de un Título específico sobre energía (el XXI, que consta de un solo precepto, el 194). De conformidad con sus previsiones, uno de los objetivos de la política energética de la UE es el fomento de la interconexión de las redes energéticas (art. 194, 1, letra d). Ese objetivo es instrumental respecto de los dos primeros objetivos mencionados por el precepto, cuales son la garantía del funcionamiento del mercado de la energía y de la seguridad del abastecimiento energético en la UE: no puede haber un mercado único de gas natural si los sistemas gasistas de los Estados miembros no están conectados entre sí, conexión que aumenta y garantiza la seguridad, al permitir que el abastecimiento pueda acontecer desde lugares diversos y alejados entre sí.

Las redes transeuropeas tienen una importancia capital en la construcción de la Unión Europea, como lo demuestra la existencia del Título XVI (arts. 170, 171 y 172) dentro del TFUE, dedicado a esa cuestión. Las previsiones de ese Título estaban ya en el Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea, donde fueron introducidas en 1993 por

3. European Commission, *EU Energy in figures*, Publications Office of the European Union, Luxemburgo 2018, pp. 21, 22 y 24.
4. *World Energy Outlook 2018*, International Energy Agency, Paris 2018.
5. *Versión consolidada del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea*, DOUE, C 326/47, de 26 de octubre de 2012.

el Tratado de Maastricht⁶. La competencia sobre las redes transeuropeas está compartida entre la UE y los Estados miembros (art. 4, 1, letra h, del TFUE).

El establecimiento y el desarrollo de redes transeuropeas contribuyen a facilitar que los ciudadanos de la UE, los operadores económicos y los entes regionales y locales participen plenamente de los beneficios resultantes de la creación y funcionamiento de un mercado interior, entendido como un espacio sin fronteras interiores, en el que la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales está garantizada de acuerdo con las disposiciones de los Tratados (art. 170, 1, en relación con el art. 26, ambos del TFUE). Esta previsión se aplica plenamente a las redes gasistas transeuropeas y al mercado interior del gas natural. El TFUE vincula la inversión en redes transeuropeas con el bienestar de las comunidades regionales y locales. La idea subyacente no es que las comunidades locales deban ser compensadas por la construcción de la infraestructura, sino que la inversión en nuevas redes es beneficiosa para ellas. Las redes transeuropeas contribuyen también a la cohesión económica, social y territorial de la UE (art. 170, 1, en relación con el art. 174, ambos del TFUE).

Manda el TFUE que la acción de la UE tenga por objetivo favorecer la interconexión e interoperabilidad de las redes nacionales, así como el acceso a dichas redes (art. 170, 2, del TFUE). Hay aquí una mención al elemento esencial del régimen jurídico de los gasoductos transfronterizos, cual es la garantía de un acceso en condiciones transparentes y no discriminatorias. Dada la limitada capacidad de interconexión transfronteriza⁷, es lógico que el TFUE trate de favorecer el acceso a unas infraestructuras que, de otra manera, estarían colapsadas. El TFUE pide que se tenga en cuenta, en particular, la necesidad de establecer enlaces entre las regiones insulares, sin litoral y periféricas y las regiones centrales de la UE (art. 170, 2, del TFUE), una preocupación de integración de las regiones extremas (insulares y periféricas), constante en variadas políticas de la UE. La promoción de las redes transeuropeas ha de llevarse a cabo con respeto a un sistema de mercados abiertos y competitivos (art. 170, 2, del TFUE). Esta apelación al mercado y a la competencia trata de prevenir conductas anticompetitivas, como el trato de favor de los inversores y/o propietarios de las nuevas interconexiones (sin perjuicio, por supuesto, de la aplicación de algunas previsiones de Derecho derivado, que contemplan excepciones al régimen de acceso en infraestructuras nuevas⁸).

Para alcanzar los objetivos del TFUE en materia de redes transeuropeas, la UE debe elaborar un conjunto de orientaciones e identificar proyectos de interés común, así como realizar acciones para garantizar la interoperabilidad de las redes; también puede apoyar proyectos de interés común (arts. 171 y 172 del TFUE)⁹.

6. *Versión consolidada del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea*, Diario Oficial de las Comunidades Europeas, C 325/33, de 24 de diciembre de 2002.

7. Véase el epígrafe 4.

8. Art. 36 de la Directiva núm. 2009/73/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE (DO L 211, de 14 de agosto de 2009). En adelante, DG de 2009.

9. A esas orientaciones, a los proyectos de interés común y al resto de acciones, se dedica el epígrafe 5.

IV. LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA UNIÓN DE LA ENERGÍA

La Comisión Europea promueve desde 2015 una *Unión de la Energía*, expresión que condensa la política energética puesta en marcha por el Presidente Juncker, desde su elección. Su objetivo es ofrecer a los consumidores de la UE una energía segura, sostenible, competitiva y asequible. En la Unión de la Energía, las interconexiones de gas y electricidad entre Estados miembros constituyen un lugar central. La Comisión Europea encarece a los Estados miembros a que admitan que dependen unos de otros si quieren garantizar a sus ciudadanos una energía segura. Se han de fomentar una solidaridad y una confianza auténticas, para que la UE hable con una sola voz en asuntos de alcance mundial. La dependencia energética recíproca, así como la solidaridad y la confianza, están basadas principalmente en la existencia de interconexiones gasistas y eléctricas. La UE debe aspirar, de acuerdo con la Comisión, a un sistema energético integrado a escala continental, en el que la energía fluya libremente a través de las fronteras, sobre la base de la competencia y el mejor uso posible de los recursos, con una regulación eficaz de los mercados energéticos a nivel de la UE, en caso necesario. En la actualidad muchos mercados no están debidamente conectados con sus vecinos, lo cual genera tanto costes adicionales para los consumidores, como vulnerabilidad en términos de seguridad energética¹⁰. La UE debe abandonar un sistema fragmentado, caracterizado por las islas energéticas, y caminar a un sistema interconectado mediante las redes de electricidad y gas.

Para facilitar la implantación de la Unión de la Energía, la Comisión Europea fijó cinco dimensiones y quince puntos para la acción. Entre las cinco dimensiones, las dos primeras están particularmente relacionadas con las interconexiones: a) la seguridad energética, solidaridad y confianza¹¹ y b) un mercado europeo de la energía plenamente integrado¹². En cuanto a lo primero, la Unión de la Energía se sitúa en la misma senda de la Estrategia Europea de la Seguridad Energética de 2014, que identificó treinta y tres proyectos de infraestructuras esenciales para mejorar la seguridad del suministro y conectar mejor los mercados de la energía (entre ellos, varios gasoductos)¹³. Es necesario reducir la dependencia energética de suministros de gas procedente de países que están fuera de la UE, como Rusia y Argelia. De ahí que la Comisión Europea recuerde en la *Comunicación* sobre la Unión de la Energía la necesidad acuciante de diversificar el suministro (tanto en fuentes de energía, como en proveedores y rutas), como elemento crucial para garantizar un suministro energético seguro y resiliente. Se trata de una finalidad compleja y costosa, que exige la participación de muchos socios, de ahí que se requiera una acción decidida por parte de las instituciones y Estados de la UE. La Comisión apoya este proceso con todos los instrumentos de financiación disponibles, en particular con

10. *Paquete sobre la Unión de la Energía, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva*: Bruselas, 25.2.2015 COM (2015) 80 final, pp. 2 y 3.

11. Con esta dimensión se corresponde el segundo punto de acción.

12. Con esta dimensión se corresponde el cuarto punto de acción.

13. *Estrategia Europea de la Seguridad Energética*, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, COM (2014) 330, de 28 de mayo de 2014.

el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE ó EFSI, en sus siglas inglesas¹⁴), y la plena participación de las instituciones financieras europeas, singularmente del Banco Europeo de Inversiones (así como del Mecanismo “*Connecting Europe Facility*” y la financiación en virtud de los Fondos Estructurales y de Inversión Europeos, los cuales ya prevén medios a tal fin)¹⁵. Además de diversificar los suministros exteriores, es preciso contar con la infraestructura necesaria dentro de la UE, incluyendo la posibilidad de recurrir a flujos bidireccionales para llevar el gas allí donde se necesite. Son igualmente necesarios gasoductos que conecten los puntos de recepción del GNL al mercado interior¹⁶.

En cuanto a la integración, la Comisión Europea afirmó en 2015 que las redes europeas de transporte de gas entonces existentes, en particular las conexiones transfronterizas, no eran suficientes para un buen funcionamiento del mercado interior de la energía, ni para conectar las islas energéticas que aún existen, a la red principal de gas. Para la Comisión Europea, el “*hardware del mercado interior*” es la unión de mercados mediante interconexiones. Serán precisas muchas inversiones. Aunque el sector privado asumirá muchos costes, el acceso a la financiación será fundamental. El BEI, el programa “*Conectando Europa*” y la financiación en virtud de los Fondos Estructurales y de Inversión Europeos ya prevén medios. Por otra parte, el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas presta apoyo adicional¹⁷.

Los objetivos de la Unión de la Energía son sujetos a evaluación anualmente, por parte de la Comisión Europea. Son también objeto de seguimiento por parte del Consejo Europeo. En el primer Consejo Europeo celebrado tras la implantación de la Unión de la Energía, celebrado los días 17 y 18 de diciembre de 2015, se instó a la rápida ejecución de los proyectos de interés común, así como al uso optimizado de las infraestructuras en beneficio de un mercado plenamente operativo e interconectado, y de la seguridad energética. Advirtió el Consejo Europeo de que toda nueva infraestructura debe cumplir íntegramente lo dispuesto en la normativa vigente, lo cual constituyó una advertencia frente a los intentos de eximir a determinadas infraestructuras de las normas sobre libre competencia¹⁸.

14. <https://www.eib.org/en/efsi/index.htm>

15. Sobre estas fuentes de financiación y el papel del Comité de las Regiones, me permito remitir a mi trabajo *Regional and Local Energy Communities-A European Union Perspective on Community Benefits*, en Barrera-Hernández, L., Barton B., Godden, L., Lucas, A., and Ronne, A., “Sharing the costs and benefits of energy and resources activity. Legal change and impact on communities”, Oxford University Press, Oxford 2016, pp. 41-57. Véase epígrafe 5.2.

16. La *Comunicación* recuerda que seis Estados miembros dependen de un único proveedor exterior para la totalidad de sus importaciones de gas y, por tanto, siguen siendo demasiado vulnerables a las perturbaciones del suministro. Para diversificar, la *Comunicación* señala que han de intensificarse los trabajos relativos al Corredor Meridional de Gas a fin de que los países de Asia Central puedan exportar su gas a Europa; en el norte de Europa, el establecimiento de centros líquidos de gas con múltiples proveedores está incrementando en gran medida la seguridad del suministro (este ejemplo debería seguirse en Europa Central y Oriental y en la zona del Mediterráneo, donde se está construyendo un centro de gas para el Mediterráneo): *Paquete sobre la Unión de la Energía...*, o.c., pp. 2, 4 y 5.

17. *Paquete sobre la Unión de la Energía...*, o.c., pp. 8 y 10.

18. Reunión del Consejo Europeo (17 y 18 de diciembre de 2015), Conclusiones, EUCO 28/15 CO EUR 13 CONCL 5.

Hay una diferencia importante entre el gas y la electricidad en la Unión de la Energía, pues en el sector de la electricidad existe el objetivo de alcanzar un 10% de interconexión en el año 2020 y un 15% de interconexión en el año 2030 (respecto de la potencia instalada), un objetivo que no existe en el sector del gas. No se propuso ningún objetivo de interconexión en el sector del gas porque por razones de seguridad del suministro, los Estados miembros ya están obligados a tomar disposiciones en previsión de una situación en que fallase su mayor infraestructura unitaria de gas (la llamada fórmula N-1)¹⁹, de conformidad con el Reglamento núm. 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2017 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) núm. 994/2010²⁰.

Junto al establecimiento de una Unión de la Energía, la Comisión previó la convocatoria de un Foro específico de infraestructuras energéticas²¹. Organizado por la Comisión Europea, el Foro se reunió por primera vez a finales de 2015 y celebra anualmente una reunión en Copenhague (Dinamarca). Tiene como objetivo eliminar las barreras técnicas y regulatorias para que la energía fluya libremente en toda la UE, y discutir los principales problemas relacionados con la infraestructura y la política energética de la UE. Además de las instituciones de la UE (Comisión, Parlamento, Comité de las Regiones y el Comité Económico y Social Europeo), reúne a todos los interesados, incluyendo a los Estados miembros, operadores de sistemas de transporte (TSOs), reguladores nacionales, promotores de proyectos, las Asociaciones europeas de operadores de sistema de transporte eléctrico (ENTSO-E) y gasista (ENTSO-G), la Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía (ACER), el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y varias ONGs.

V. LAS INTERCONEXIONES GASISTAS COMO PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN Y SU FINANCIACIÓN

1. LOS GASODUCTOS COMO PROYECTOS ENERGÉTICOS ESTRATÉGICOS PARA LA UNIÓN EUROPEA

El TFUE dispone que la UE (concretamente, el Parlamento Europeo y el Consejo, previa consulta al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones) debe llevar a cabo dos tareas, para alcanzar los objetivos propios de las redes transeuropeas²². En primer lugar, debe elaborar un conjunto de orientaciones relativas a los objetivos, prioridades y grandes líneas de las acciones previstas en el ámbito de las redes transeuropeas; estas orientaciones deben identificar proyectos de interés común (en adelante, PICs). En segundo lugar, debe realizar las acciones necesarias para garantizar la interoperabilidad

19. *Paquete sobre la Unión de la Energía. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020*, COM(2015) 82 final, Bruselas, de 25 de febrero de 2015.

20. DOUE L 280, de 28 de octubre de 2017. La Comunicación citada en la nota anterior remitía al Reglamento europeo de seguridad del suministro de gas de 2010, que fue derogado por este de 2017.

21. *Paquete sobre la Unión de la Energía...*, o.c., p. 9.

22. Véase epígrafe 3.

de las redes, especialmente en el ámbito de la armonización de las normas técnicas. Adicionalmente, la UE puede ayudar en los PICs apoyados por Estados miembros y determinados de acuerdo con las orientaciones mencionadas, especialmente mediante estudios de viabilidad, garantías de crédito, bonificaciones de interés o, incluso apoyo financiero. La acción de la UE debe tener en cuenta la viabilidad económica potencial de los proyectos. Esta previsión trata de poner un límite al apoyo de la UE a las redes, pues sólo puede apoyar a aquellas que sean viable económicamente. Es una manera de evitar que el dinero público de la UE vaya a proyectos innecesarios o redundantes (art. 171, 1, en relación con los arts. 170 y 172, todos ellos del TFUE).

Las redes transeuropeas de energía persiguen unir la infraestructura energética de los países de la UE. Los Estados miembros deben coordinar entre sí, en colaboración con la Comisión, las políticas que apliquen a escala nacional y que puedan tener una influencia significativa en la realización de los objetivos previstos para las redes transeuropeas. La Comisión, en estrecha colaboración con los Estados miembros, puede tomar cualquier iniciativa útil para fomentar dicha coordinación (art. 171, 2, en relación con el art. 170, ambos del TFUE). Mediante esta previsión, el TFUE trata de evitar que los Estados miembros actúen de modo unilateral en actuaciones que puedan hipotecar el futuro de las interconexiones entre Estados. De ahí el mandato de coordinación e, incluso, del poder que se da a la Comisión para fomentar esa coordinación. Piénsese, por ejemplo, en la hipótesis de que dos países construyan infraestructuras próximas a sus respectivas fronteras, pero de manera tal que no llegan a conectarse o en lugares que harán luego más difícil la interconexión. Lógicamente, las orientaciones y los PICs relativos al territorio de un Estado miembro requieren la aprobación del Estado miembro de que se trate (art. 172 del TFUE).

En ejecución de esas previsiones del TFUE se encuentra hoy vigente el Reglamento (UE) núm. 347/2013, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas²³.

El Reglamento estableció doce Grupos Regionales, que deben elaborar sus propias listas regionales de PICs (art. 3 del Reglamento 347/2013). Los PICs pueden recibir incentivos por parte de los Estados miembros (art. 13 del Reglamento 347/2013). Algunos PICs pueden recibir ayuda financiera de la UE, en forma de subvenciones para estudios e instrumentos financieros, o en forma de subvenciones para trabajos (art. 14 del Reglamento núm. 347/2013). El Reglamento 347/2013 identificó nueve corredores prioritarios (Anexo I), estableció qué categorías de infraestructuras energéticas podrían alcanzar la condición de PIC (Anexo II), determinó el procedimiento para la elaboración de las listas regionales de PICs (Anexo III), trazó unos criterios para la elección de los PICs (Anexo IV), determinó una forma armonizada de establecer los costes y beneficios globales del

23. DOUE núm. 115, de 25 de abril de 2013. En el nombre completo de ese Reglamento se añade lo siguiente: “y por el que se deroga la Decisión no 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) núm. 713/2009, (CE) núm. 714/2009 y (CE) núm. 715/2009”. En relación con las orientaciones anteriores a las actuales, puede consultarse Martín Arribas, J.J., *Las redes transeuropeas: balance actual y perspectivas de futuro*, en “Anuario español de Derecho Internacional”, núm. 14 (1998), pp. 235-291.

sistema energético, a la hora de evaluar cada PIC (Anexo V) y proporcionó directrices para que el procedimiento fuese transparente y el público participase (Anexo VI).

Para que una infraestructura energética tenga la condición de proyecto de interés comunitario, debe cumplir con determinados criterios. Los generales son los siguientes: a) el proyecto debe ser necesario para al menos uno de los corredores; b) los beneficios totales deben superar a los costes, también a largo plazo, y c) el proyecto debe cumplir con cualquiera de los siguientes criterios: i) concierne como mínimo a dos Estados miembros, porque atraviesa directamente la frontera de dos o más Estados miembros, ii) está situado en el territorio de un Estado miembro y tiene un importante impacto transfronterizo o iii) atraviesa la frontera de al menos un Estado miembro y un Estado del Espacio Económico Europeo (art. 4 del Reglamento núm. 347/2013).

En materia de gas, el Anexo I del Reglamento núm. 347/2013 estableció cuatro corredores prioritarios, el primero de los cuales incluye a España. Se trata de las interconexiones de gas en el eje norte-sur de Europa Occidental (“NSI West Gas”), que soportan el flujo de gas necesario para seguir diversificando las rutas de suministro e incrementar la capacidad de entrega de gas a corto plazo. Los Estados miembros afectados son Alemania, Bélgica, Dinamarca, España, Francia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Portugal y Reino Unido. Los otros tres corredores son i) las interconexiones de gas del eje norte-sur en Europa Central y Oriental y en Europa Sudoriental (“NSI East Gas”); ii) el Corredor Meridional de Gas (“SGC”); comprende la infraestructura necesaria para el transporte de gas procedente de la Cuenca del Caspio, Asia Central, Oriente Medio y la Cuenca del Mediterráneo Oriental a la UE; y iii) el Plan de interconexión del mercado báltico de la energía – gas (“BEMIP Gas”). Para cada uno de estos corredores prioritarios, se ha establecido un Grupo Regional dedicado a proponer y evaluar los PICs.

Las listas de PICs se han ido aprobando periódicamente, cada dos años, mediante tres Reglamentos Delegados de la Comisión Europea: i) el núm. 1391/2013, de 14 de octubre de 2013; ii) el núm. 2016/89, de 18 de noviembre de 2015; y el iii) el núm. 2018/540, de 23 de noviembre de 2017. Mediante esos tres Reglamentos se modifica el Reglamento núm. 347/2013, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Contienen las tres primeras listas de PICs. El 20 de octubre de 2018 la Comisión abrió una convocatoria pública para la presentación de propuestas de PICs, con vistas a la elaboración de la cuarta lista. La presentación de solicitudes terminó el 16 de enero de 2019. La lista de solicitudes se hizo pública el 26 de febrero de 2019 y estuvo a disposición de quien quisiera consultarla hasta el 20 de mayo de 2019²⁴.

Al aprobar la tercera lista de PICs a finales de 2017, la Comisión Europea consideró que los logros eran positivos, pero reconoció que varios proyectos de gas estaban retrasados, por razones burocráticas o por las dudas acerca de su viabilidad²⁵. Sin embargo,

24. <https://ec.europa.eu/info/consultations/>

25. La aprobación de la tercera lista fue acompañada de una *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones: Reforzar las redes energéticas de Europa*, COM(2017) 718 final, Bruselas, 23 de noviembre de 2017.

como parte del cuarto informe sobre el estado de la Unión de la Energía, de 9 de abril de 2019, la Comisión Europea ha destacado cómo en los últimos años se han promovido y se están ejecutando varios proyectos de gasoductos transfronterizos²⁶.

2. EL MECANISMO "CONECTAR EUROPA" ("CONNECTING EUROPE FACILITY")

El Parlamento Europeo instó en 2011 a la Comisión Europea a revisar los mecanismos de financiación de las infraestructuras energéticas. El Parlamento afirmaba que la UE debe financiar proyectos sin atractivo comercial, que no consiguen convocar a los inversores privados, pero que son esenciales para interconectar las regiones aisladas de la UE a las redes europeas de electricidad y gas, como parte integrante de la creación de un mercado unificado de la energía en la Unión Europea²⁷. En respuesta a esa Resolución, la Comisión Europea creó la Agencia Ejecutiva de Innovación y Redes (INEA: *Innovation and Networks European Agency*), cuyas actividades dieron comienzo el 1 de enero de 2014 y cuya misión es, entre otras, el programa *Connecting Europe Facility* (CEF)²⁸.

El principal objetivo de la INEA es aumentar la eficiencia de la gestión técnica y financiera de los programas que gestiona. La modernización de las infraestructuras de transporte de energía existentes y el desarrollo de nuevas infraestructuras de importancia europea requieren cuantiosas inversiones (por ejemplo, unos 70.000 millones de euros en gas). Algunos proyectos no son comercialmente viables y por sí solos no atraerían las necesarias inversiones. CEF existe para abordar ese problema, como soporte a proyectos con beneficios sociales significativos que aseguran una gran solidaridad entre estados, pero que no pueden ser llevados a cabo sólo con fundamento en el mercado. Los instrumentos financieros de que dispone CEF, al incorporar nuevas clases de inversores y mitigar ciertos riesgos, ayudan a los promotores de proyectos a acceder a la financiación necesaria. Se ha de garantizar la sinergia entre las ayudas de la CEF y las del Fondo para Inversiones Estratégicas²⁹. Las ayudas se dan para realizar estudios y, excepcionalmente,

-
26. De acuerdo con una de las fichas que acompaña al cuarto informe, los proyectos en preparación y/o ejecución son el gasoducto *Ionian Adriatic Pipeline* (IAP), que va desde Albania, cruza Montenegro y Bosnia-Herzegovina y llega a Split en Croacia; el proyecto IGB (que une Grecia con Bulgaria); el gasoducto transadriático (TAP), que une Grecia, Albania e Italia y conecta con el gasoducto transanatólico (TANAP); la interconexión entre Malta e Italia; el gasoducto báltico que une Dinamarca y Polonia, con acceso al gas noruego en el Mar del Norte; la interconexión entre Polonia y Lituania; y el interconexión entre Finlandia y Estonia: https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/factsheet-energy-union-infrastructure-map-april2019_en.pdf
27. Resolución de 5 de julio de 2011 (sobre las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020): 2013/C 33 E/06, en DOUE C 33 E, de 5 de febrero de 2013.
28. Reglamento (UE) núm. 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013, por el que se crea el Mecanismo "Conectar Europa", por el que se modifica el Reglamento (UE) núm. 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) n.º 680/2007 y (CE) n.º 67/2010: DOUE L 348, de 20 de diciembre de 2013. La INEA sucedió a la extinta Agencia Ejecutiva de la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T EA), creada por la Comisión Europea en 2006 para gestionar la implementación técnica y financiera de su programa TEN-T.
29. Véanse las notas a pie de página números 14 y 17.

para la construcción de la infraestructura. Las subvenciones para contribuir a los costes de construcción se dirigen a llenar los vacíos en la viabilidad comercial de los proyectos que son particularmente relevantes para Europa.

El vigente programa de trabajo plurianual (2014-2020) para el otorgamiento de ayudas a las infraestructuras energéticas transeuropeas al abrigo del mecanismo CEF se adoptó en 2014³⁰. Desde la creación de la INEA se han realizado siete convocatorias anuales de ayudas (en 2016 y 2018 se llevaron a cabo dos convocatorias en cada año). En la actualidad está abierta la octava convocatoria, de 2019. Se espera que la asistencia financiera (subvenciones y acciones de apoyo al programa) contribuya a impulsar el desarrollo y la implementación de PICs, también en el gas³¹.

VI. LA ENTRADA DE GAS AL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL MEDIANTE ABASTECIMIENTOS DEL EXTERIOR. GASODUCTOS TRANSFRONTERIZOS Y PLANTAS DE REGASIFICACIÓN. AUSENCIA DE CONGESTIÓN

Para la adecuada comprensión del régimen jurídico de la asignación de capacidad (y de su renuncia) en los gasoductos transfronterizos en la UE, resulta de utilidad focalizarse en una situación específica. De esa manera se entiende mejor el alcance del derecho europeo, en comparación con el derecho nacional. Con esa finalidad se escoge el caso español, y concretamente las conexiones con Francia y Portugal.

En España, el 60 por ciento de las importaciones de gas natural se realizan a través de gasoducto, frente a un 40 por ciento que acontece por medio de buques metaneros (en forma de Gas Natural Licuado a través de plantas de regasificación)³². El sistema gasista español dispone de seis plantas de regasificación y de seis conexiones físicas internacionales. La capacidad de regasificación de las seis plantas de regasificación es de 1.900 GWh/día: Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugardos y Bilbao³³ (existe

30. Decisión de implementación de la Comisión núm. C (2014) 2080, para el período 2014-2020, de 31 de marzo de 2014. Ha sido modificada en varias ocasiones, la última mediante la Decisión de implementación de la Comisión C (2019) 2187 final, de 20 de marzo de 2019 (con su Anexo).

31. <https://ec.europa.eu/inea/connecting-europe-facility/cef-energy>.

32. *Borrador de Plan Nacional español Integrado de Energía y Clima*, p. 28 (en adelante, PNIE), aprobado por el Gobierno español y remitido a la Comisión Europea el 22 de febrero de 2019 (se puede consultar en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica, www.miteco.gob.es). La regulación y los plazos de los planes integrados nacionales de energía y clima se encuentran en el Reglamento (UE) núm. 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) núm. 663/2009 y (CE) núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) núm. 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo; DOUE L 328, de 21 de diciembre de 2018. Deben contener esos planes información sobre las interconexiones y propuestas de mejora.

33. PNIE, pp. 194-195.

una séptima planta de regasificación, en Gijón, en estado de hibernación). Esas plantas de regasificación son responsabilidad de ENAGAS (salvo Mugardos). La producción media de las plantas durante 2017 fue de 496 GWh/día. En cuanto a los gasoductos, se trata, por una parte, de dos interconexiones con yacimientos argelinos, por medio de dos gasoductos: i) el gasoducto Magreb-Europa, con entrada en la Península Ibérica en Zahara de los Atunes (Cádiz), tras cruzar territorio argelino, marroquí y el estrecho de Gibraltar; y ii) el gasoducto Medgaz, entre Orán (Argelia) y la Playa del Alquíán (Almería). Por otra parte, existen dos interconexiones con Portugal, a través de Badajoz y Tuy, y otras dos interconexiones con Francia por Irún (Biriattou) y Larrau (en el Pirineo navarro). A efectos de la organización del acceso y el tránsito por esas interconexiones, toda la capacidad de interconexión con Portugal constituye un solo *Virtual Interconnection Point* (ó VIP Ibérico), mientras que toda la capacidad con Francia constituye otro único *Virtual Interconnection Point* (ó VIP Pirineos)³⁴. Es función del Gestor Técnico del Sistema (ENAGS) impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales (art. 64, 3, letra g, de la LSH).

Las interconexiones con Argelia son unidireccionales, en sentido importación (Argelia-España). Las capacidades de transporte con Francia son de 165 GWh/día (firmes) + 65 GWh/día (interrumpibles), en sentido Francia-España y 225 GWh/día, en sentido España-Francia. El flujo habitual de este gasoducto es en sentido importador Francia-España, el cual representó en 2017 un flujo neto diario de 121 GWh/día, con acusada estacionalidad. No hay flujo España-Francia, salvo en muy contadas ocasiones. Las capacidades de transporte con Portugal son de 80 GWh/día, en sentido Portugal-España y 144 GWh/día en sentido España-Portugal. A lo largo del año 2017, la exportación neta fue de 30 TWh, lo que supuso un flujo neto diario de 82 GWh/día, es decir, que el flujo de gas acontece únicamente entre España y Portugal³⁵.

Como se ve, no existe congestión en las interconexiones gasistas españolas. Concretamente, en el sentido Portugal-España y España-Francia, no existe apenas flujo de gas. Además, la capacidad de las plantas de regasificación está infrautilizada. Estas circunstancias han empujado a una revisión de los nuevos proyectos de interconexión. En la última lista de PICs (23 de noviembre de 2017), así como en la (cuarta) lista que está elaborándose (16 de enero de 2019), los proyectos que afectan a España en materia de gas son dos: una nueva conexión con Portugal y una nueva conexión con Francia (que se conoce como *STEP* en territorio francés y como *Midcat* en territorio español), ambas conexiones pertenecientes al corredor prioritario de interconexiones gasistas Norte-Sur en Europa occidental (*NSI West Gas*)³⁶. Sin embargo, en el PNIE (22 de febrero de 2019)

34. www.enagas.es.

35. PNIE, pp. 189-190. Véase Flor García, F. De la y Villafruela Arranz, L. (coordinadores), *Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica. Estado actual y perspectivas*, Club Español de la Energía, Madrid 2016.

36. Véase el epígrafe 5.1. En la tercera lista están los siguientes proyectos: 5.4.1 *Interconnection ES-PT (3rd interconnection) –1st phase*; 5.4.2 *Interconnection ES-PT (3rd interconnection) –2nd phase*; 5.5.1 *South Transit East Pyrenees (“STEP”)*; 5.5.2 *Eastern (eje oriental) Gas Axis Spain –France– interconnection*

ya no se habla del aumento de la capacidad de interconexión de los gasoductos, a pesar del reconocimiento de la escasa capacidad existente, sino que el PNIE establece que hay que aumentar la entrada de GNL en el sistema mediante las plantas de regasificación³⁷. Los reguladores francés y español han expresado su oposición a la construcción de una tercera conexión física con Francia en el Pirineo catalán, en una Decisión conjunta de 22 de enero de 2019, pues consideran que, dada la infrautilización de las existentes y la ausencia de congestión, una nueva interconexión sería ociosa y costosa para los sistemas gasistas francés y español³⁸.

En este contexto de favorecimiento del abastecimiento mediante regasificación, el Gobierno ha solicitado a la CNMC que, al aprobar la Circular de metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural, se persiga “*como objetivo que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales*”³⁹.

VII. EL PROCESO DE CREACIÓN DE LAS NORMAS REGULADORAS DEL ACCESO A LOS GASODUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (INCLUYENDO LOS TRANSFRONTERIZOS)

1. LA LIMITADA EFICACIA INTEGRADORA DE LAS DIRECTIVAS DE 1998 Y 2003

En el propósito de creación de un mercado gasista, la Directiva núm. 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural⁴⁰ (en adelante, la DG de 1998), se reveló más eficaz en el ámbito nacional que en su propósito de integración de los mercados gasistas de cada uno de los Estados miembros. Esa DG de 1998 formaba parte del llamado primer paquete normativo del Mercado Interior del gas natural. La crítica formulada contra la DG de 1998

point between Iberian Peninsula and France, including the compressor stations at St-Avit, Palleau and St. Martin de Crau (“Midcat”); y en la cuarta lista, están los siguiente proyectos: TRA-N-283. 3rd IP between Portugal and Spain (pipeline Celorico Spanish border) Portugal NSIW 2024; TRA-N-168. Interconnection ES-PT (3rd IP) –1st phase Spain NSIW 2024; TRA-N-284. 3rd IP between Portugal and Spain (Compressor Station) Portugal NSIW 2028; TRA-N-285. 3rd IP between Portugal and Spain (Pipeline Cantanhede-Mangualde) Portugal NSIW 2028; TRA-N-729. Interconnection ES-PT (3rd IP)–2nd phase Spain NSIW 2028; TRA-N-161. South Transit East Pyrennes (STEP) ENAGAS Spain NSIW 2022; TRA-N-252. South Transit East Pyrennes (STEP) TERECA France NSIW 2022; TRA-N-727. Iberian-French corridor: Esatern Axis – Midcat Project Spain NSIW 2024

37. Medida 4.6, p. 133, del PNIE.

38. *Common Decision of CRE and CNMC concerning the gas interconnection between Spain and France, project of common interest (PCI) No 5.5.1 as in Annex 7 of Regulation (EU) No 347/2013 (STEP PROJECT)*. Esta es la conclusión: “Por estas razones, las partes rechazan la solicitud de inversión y recomiendan a los TSOs que lleven a cabo ulteriores evaluaciones del PIC para determinar si este proyecto proporcionaría una clara y positiva *ratio* coste-beneficio en el futuro”.

39. Acuerdo Quinto, 1, de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (BOE núm. 85, de 9 de abril de 2019).

40. DO L 204, de 21 de julio de 1998.

puede dirigirse también contra la Directiva núm. 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, y que deroga la Directiva 98/30/CE⁴¹ (en adelante, DG de 2003). Esta DG de 2003 formaba parte del llamado segundo paquete normativo del Mercado Interior del gas natural. La causa de la escasa incidencia de ambas Directivas en el aumento del comercio transfronterizo radicó principalmente en la propia estructura de toda Directiva, que se limita a fijar un objetivo, pero deja libertad a cada Estado miembro para alcanzarlo. Esa libertad tuvo como resultado la aparición de diferencias nacionales excesivas en el régimen de acceso a las redes de transporte y, sobre todo, en el método de tarificación del acceso. La consecuencia fue que no se produjo una facilitación del acceso a las redes de transporte, incluyendo las transfronterizas, por los diferentes regímenes de acceso y de tarificación a uno y a otro lado de la frontera. Además, existía la práctica llamada de *pancaking*, consistente en que, al transitar el gas por diferentes sistemas interconectados de red, los costes de transporte añadidos en cada sistema privaban de atractivo económico al gas ubicado fuera de las fronteras del Estado donde se encontraba el consumidor.

2. HACIA UN REGLAMENTO REGULADOR DEL ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE EN 2005 (INCLUYENDO EL TRANSFRONTERIZO). EL FORO DE REGULACIÓN DEL GAS

El *Gas Regulatory Forum* (Foro de Regulación del Gas) o *Madrid Forum* fue constituido en el último trimestre de 1999 por la Comisión Europea para el seguimiento de la DG de 1998. El *Gas Forum* tuvo inicialmente asignada una cuádruple misión: i) evaluar cómo se transponía en cada Estado miembro la DG de 1998, ii) preparar unas Directrices de buenas prácticas; iii) proponer la modificación de la Directiva de 1998, y iv) preparar la adopción de un Reglamento sobre el acceso a los gasoductos de transporte de gas natural⁴². El *Gas Forum* se desarrolla actualmente bajo los auspicios de la CNMC española y sigue promoviendo los debates sobre el modo de hacer avanzar la normativa sobre el mercado interior del gas natural. Entre 1999 y 2002, el *Gas Forum* debatió sobre todos los temas surgidos con motivo de la implementación de la DG de 1998 y, en particular, sobre el sistema de tarificación del acceso a las redes de transporte, también las transfronterizas. Las previsiones de la DG de 1998 sobre acceso al transporte eran vagas, y se limitaban a dar a los Estados miembros la opción de elegir entre un sistema de acceso regulado o un sistema de acceso negociado, sin mayores detalles. Así como el acceso negociado imponía la obligación de negociar mediante acuerdos comerciales (art. 15 de la DG de 1998), el acceso regulado implicaba el derecho de algunas empresas a acceder a la red, con arreglo a tarifas publicadas y/o demás condiciones y obligaciones para la utilización de dicha red (art. 16 de la DG de 1998). Todavía la DG de 2003 resultaba vaga e indeterminada en punto al acceso de la red de transporte. Aun cuando dio pasos importantes respecto de la DG de 1998 (por ejemplo, puso fin a la elección entre un transporte negociado y otro regulado, pues todo el acceso a los gasoductos debía ser regulado), la DG de 2003 se limitaba a establecer

41. DO L 176, de 15 de julio de 2003; corrección de errores en DO L 16 de 23 de enero de 2004.

42. <https://ec.europa.eu/energy/en/events/madrid-forum>.

que los Estados debían garantizar el acceso a las redes de transporte, basado en tarifas (o su metodología) aprobadas por la autoridad reguladora, y publicadas, aplicables a todos los clientes de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red; si lo necesitaban para desempeñar sus funciones, incluido el transporte transfronterizo, los gestores de redes de transporte podrían acceder a la red de otros gestores de redes de transporte (art. 18, apartados 1 y 2, de la DG de 2003). Esa parquedad obedeció a que el legislador estaba ya preparando un Reglamento detallado, equivalente al que en 2003 había aprobado para el sector eléctrico⁴³. Se percibió que también era necesario utilizar en el sector del gas natural un mecanismo que armonizase mejor los diversos regímenes del acceso, como un Reglamento. Ya en el año 2002, el *Gas Regulatory Forum* había adoptado las “Primeras Directrices de Buenas Prácticas” (sobre el acceso a las redes y la tarificación) que tuvieron un valor oficial para la Comisión Europea y que sentaron las bases para el establecimiento de normas detalladas sobre el acceso a la red de transporte. El borrador de Reglamento se hizo a la luz de unas “Segundas Directrices de buenas prácticas”, adoptadas por el *Gas Forum* los días 24 y 25 de septiembre de 2003. Finalmente, se aprobó el Reglamento núm. 1775/2005, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural⁴⁴ (en adelante, el Reglamento de 2005). Se refiere expresamente el Reglamento a las “Segundas Directrices de buenas prácticas” del *Gas Forum*⁴⁵, conforme a las cuales regula los principios y las normas básicas sobre el acceso a las redes y los servicios de acceso de terceros, la gestión de la congestión, la transparencia, el balance y el comercio de derechos de capacidad.

VIII. EL ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS, INCLUYENDO EL TRANSFRONTERIZO, EN LAS NORMAS VIGENTES DEL MERCADO INTERIOR DEL GAS NATURAL, DE 2009

Las dificultades experimentadas en la aplicación de la DG de 2003 y del Reglamento de 2005, unidas a la necesidad de avanzar en el proceso de integración del mercado gasista europeo y en su liberalización, condujeron a la UE a aprobar el llamado tercer paquete normativo del Mercado Interior del gas natural en 2009. En lo que a las interconexiones gasistas se refiere, las dos normas principales son la DG de 2009 y el Reglamento de 2009.

1. LAS INTERCONEXIONES GASISTAS EN LA DIRECTIVA DE 2009

De acuerdo con la DG de 2009⁴⁶ las interconexiones gasistas son imprescindibles para la seguridad del abastecimiento y para alcanzar una convergencia de precios en la

43. Reglamento núm. 1228/2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad: DOUE L 176, de 15 de julio de 2003.

44. DO L 289, de 3 de marzo de 2005.

45. Considerandos núms. 2, 3 y 19 del Reglamento de 2005.

46. Véase nota a pie de página núm. 8.

UE y deben ser un objetivo prioritario de los reguladores (Arts. 3, 7; y 13, 4, y considerando núms. 40, 57 y 58, de la DG de 2009). La DG de 2009 define el interconector como el gasoducto de transporte que cruza o supera una frontera entre Estados miembros al objeto de conectar la red nacional de transporte de dichos Estados miembros, o un gasoducto de transporte entre un Estado miembro y un tercer país hasta el territorio del Estado miembro o el mar territorial de dicho Estado miembro (art. 2, 17, de la DG de 2009). Hay en la DG de 2009 un mandato de cooperación entre los Estados miembros y sus entes reguladores, para el fomento de las interconexiones y para afrontar las situaciones de grave alteración del suministro y que incluya, entre otras medidas, el desarrollo o mejora de las interconexiones de gas natural (arts. 6 y 42 de la DG de 2009). No hay en la DG de 2009 una regulación detallada de las interconexiones gasistas, ni de los interconectores. Sin embargo, la DG de 2009 contiene previsiones sobre las posibles excepciones que pueden establecerse en el régimen del acceso de terceras partes a los nuevos interconectores (art. 36 de la DG de 2009). Las normas sobre acceso a las redes de transporte, incluyendo las transfronterizas, se encuentran en el Reglamento de 2009.

2. LA RESPONSABILIDAD DE LOS GESTORES DE RED DE TRANSPORTE SOBRE LAS INTERCONEXIONES SEGÚN LA DIRECTIVA DE 2009. DERECHO ESPAÑOL

De acuerdo con la DG de 2009, el gestor de la red de transporte (en adelante, GRT) es el responsable de las interconexiones de la red de transporte con otras redes (art. 2, 4, de la DG de 2009). Esta previsión es doblemente clarificadora. Muestra que la DG de 2009 permite que en un Estado miembro haya dos o más redes de transporte y, por tanto, dos o más GRTs, pero no prohíbe que un Estado miembro decida configurar una única red de transporte y atribuir su responsabilidad a sólo un GRT. Deja claro igualmente la DG de 2009 que la responsabilidad de interconexión de la red de transporte con otras redes de transporte es del GRT, incluyendo la interconexión transfronteriza. Por tanto, no toda interconexión entre redes de transporte es una interconexión transfronteriza.

La legislación gasista española se acomoda al Derecho europeo en este punto. La red española básica de gas natural está integrada por los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Dentro de esa red básica se encuentra la red troncal, integrada por los 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 consideran incluidas dentro de la red troncal, entre otras instalaciones, las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas (art. 59, 2, de la Ley núm. 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos⁴⁷ –en adelante, LSH–). Los GRTs son en España aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de la red troncal y certificadas de acuerdo con la LSH (art. 58, b, en relación con el art. 63 bis, ambos de la LSH). La empresa ENAGAS fue certificada de

47. BOE núm. 241, de 8 de octubre de 1998.

acuerdo con la LSH⁴⁸. Pues bien, los gasoductos de transporte primario que forman parte de la red troncal (como los gasoductos internacionales) son autorizados a favor de la filial transportista de ENAGAS de forma directa (DA 30^a, 2, de la LSH).

3. EL REGLAMENTO DE 2009 Y SU CONTENIDO. LOS CÓDIGOS DE RED

El Reglamento de 2005 fue sustituido por uno de 2009, que es el actualmente en vigor. Se trata del Reglamento (CE) núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1775/2005⁴⁹ (en adelante, el Reglamento de 2009).

El Reglamento establece unas normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, incluyendo las redes transfronterizas. Hay un propósito armonizador, pero no unificador, porque las normas deben tener en cuenta las características especiales de los mercados nacionales y regionales, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior del gas (en el contexto del Reglamento de 2009, lo *regional* no hace referencia a una parte del territorio de un Estado miembro, sino que se refiere a una *región* formada por dos o más Estados miembros). Las normas de acceso cubren en el Reglamento de 2009 estos cuatro aspectos: i) la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red o de sus métodos de cálculo; ii) el establecimiento de servicios de acceso de terceros y de principios armonizados de asignación de capacidad y gestión de la congestión, iii) el establecimiento de requisitos de transparencia y de normas y tarifas de balance, y iv) la necesidad de facilitar las transacciones (art. 1, letra a, del Reglamento de 2009).

El Reglamento de 2009 establece normas no discriminatorias especiales sobre las condiciones de acceso a las instalaciones de GNL y a las instalaciones de almacenamiento; esta es una novedad respecto del Reglamento de 2005, que viene a reconocer la creciente importancia del GNL en relación con el gas natural canalizado. También en materia de GNL y almacenamiento hay un equilibrio entre la necesaria armonización y el respeto a las características especiales de los mercados nacionales y regionales (art. 1, letra b, del Reglamento de 2009), pero el Reglamento de 2009 excluye de su propósito armonizador las tarifas de acceso al almacenamiento (art. 1, segundo párrafo). El Reglamento de 2009 trata de facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz, transparente y seguro, y establece mecanismos de armonización de las normas de acceso a la red para el comercio transfronterizo de gas.

El contenido del Reglamento de 2009 se aplica a todos los gasoductos de transporte de gas natural, sean o no transfronterizos. Esta es una diferencia respecto del Reglamento

48. Orden IET/1942/2014, de 14 de octubre, por la que se autoriza y designa a Enagas transporte, SAU como gestor de red de transporte de gas natural: BOE núm. 257, de 23 de octubre de 2014.

49. DOUE núm. L 211, de 14 de agosto de 2009.

homónimo en materia de electricidad⁵⁰, que se percibe incluso en el título de la norma: así como el Reglamento de electricidad de 2009 tiene por objeto la regulación del acceso a las instalaciones de interconexión que faciliten el comercio transfronterizo de electricidad, el Reglamento de gas de 2009 tiene en cuenta todo el comercio de gas, y regula el acceso a todas las instalaciones de transporte de gas natural, también las transfronterizas (art. 1, letra c, del Reglamento de 2009).

El Reglamento de 2009 contiene el proceso que se ha seguir para certificar que los GRTs cumplen con las exigencias de separación de actividades de la DG de 2009 (art. 3 del Reglamento de 2009). La gestión de la red de transporte debe estar mucho más integrada, por medio de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (REGRT-G o ENTSO-G, en sus siglas en inglés), creada por el Reglamento de 2009 (arts. 4 y 5 del Reglamento de 2009). Se trata de una Asociación obligatoria de GRTs, con importantes funciones en el desarrollo, gestión y aumento de las redes de transporte (art. 8 del Reglamento de 2009)⁵¹.

Un papel especial tiene ENTSO-G en la elaboración de los Códigos de Red, que se desarrollan en materia de redes transfronterizas y en materia de integración de mercados, sobre un conjunto variado de temas (art. 8, apartados 6 y 7, del Reglamento de 2009).

El procedimiento para la elaboración de los códigos es complejo, implica a ENTSO-G, ACER y a la Comisión (que es quien finalmente adopta el Código de Red) y puede resumirse de la siguiente manera. La Comisión insta a ACER a que le transmita una directriz marco no vinculante (“directriz marco”) en la que se establezcan principios claros y objetivos, para el establecimiento de códigos de red relativos a temas prioritarios. Las directrices marco y los códigos de red tienen por objeto proporcionar normas armonizadas para los intercambios transfronterizos de gas natural. La Comisión invita a ENTSO-G a que transmita a ACER un código de red que se ajuste a la directriz marco y ACER recomienda a la Comisión la adopción del Código de Red (arts. 6 a 11, del Reglamento de 2009)⁵².

Se han aprobado ya varios Códigos de red, como el relativo a la asignación de capacidad⁵³. Además, existen estos otros tres códigos: i) Reglamento (UE) núm. 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 transporte⁵⁴; trata de desarrollar lo establecido en el

50. Reglamento 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003 (DOUE L 211, de 14 de agosto de 2009).

51. Los arts. 8 y 11 del Reglamento núm. 715/2009 fueron modificados por el Reglamento (UE) núm. 347/2013, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas: DOUE núm. 115, de 25 de abril de 2013, en punto a las funciones de ENTSO-G.

52. Véase, Lavrijssen, S. y Kohlbacher, T., *EU Electricity Network Codes: Good Governance in a Network of Networks*, Tilburg Law and Economics Center (TILEC) Law and Economics Research Paper Series, Tilburg 2018.

53. Véase el epígrafe 9.1.

54. DOUE núm. 91, de 27 de marzo de 2014

art. 21 del Reglamento de 2009; en su desarrollo se aprobó en España la Circular núm. 2/2015, de 22 de julio, 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 gasista⁵⁵; ii) Reglamento (UE) núm. 2015/703 de la Comisión de 30 de abril de 2015 por el que se establece un código de red sobre las normas de interoperabilidad y de intercambio de datos⁵⁶; y iii) Reglamento (UE) núm. 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas; este Código de Red trata de desarrollar las previsiones del art. 13 del Reglamento de 2009 sobre las tarifas de acceso⁵⁷.

El Reglamento presupone que para integrar los veintiocho Estados miembros en términos energéticos es necesario primero proceder a integrar ámbitos geográficos más pequeños. Con ese propósito crea varias regiones gasistas dentro de la UE e impulsa variadas formas de cooperación regional. El art. 12 del Reglamento de 2009 atribuye la responsabilidad sobre algunos aspectos de la interconexión entre esos Estados a sus GRTs (quienes deben promover acuerdos operacionales entre sí a fin de asegurar, por ejemplo, la asignación coordinada de capacidad transfronteriza mediante soluciones no discriminatorias basadas en el mercado). Las tres regiones son i) la Región del Sur, que incluye Portugal, España y Francia; ii) la Región del Sur y Sureste, que incluye Austria, Bulgaria, República Checa, Grecia, Hungría, Italia, Polonia, Rumanía, Eslovaquia y Eslovenia; y iii) la Región del Noroeste, que incluye Holanda, Bélgica, Francia, Irlanda, Reino Unido, Alemania, Dinamarca, Suecia y Noruega⁵⁸.

La última parte del Reglamento de 2009 está dedicado al acceso a las redes de transporte y a las instalaciones de GNL y se refiere a los principios que han de regir la asignación de capacidad, la gestión de la congestión y la transparencia en el acceso (arts. 14 a 20 y 22, del Reglamento de 2009). A estas cuestiones se refiere el epígrafe siguiente.

IX. LOS PROCEDIMIENTOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD Y DE GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN APLICABLES A LOS GESTORES DE REDES DE TRANSPORTE

1. PRINCIPIOS ACERCA DE LOS MECANISMOS DE ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD. SU APLICACIÓN EN ESPAÑA

El Reglamento de 2009 contiene los principios a que debe sujetarse la asignación de capacidad en gasoductos de transporte e instalaciones de GNL (arts. 16 y 17 y Anexo I). Deben ser mecanismos transparentes y no discriminatorios. Deben proporcionar señales económicas apropiadas para una utilización eficiente y máxima de la capacidad técnica, facilitar las inversiones en nuevas infraestructuras y facilitar los intercambios transfronterizos de gas natural. Deben ser compatibles con los mecanismos de mercado, flexibles y

55. BOE núm. 185, de 4 de agosto de 2015. Ha sido modificada por la Circular núm. 3/2018, de 14 de noviembre, de la CNMC: BOE núm. 283, de 23 de noviembre de 2018.

56. DOUE núm. 113, de 1 de mayo de 2015.

57. DOUE núm. 72, de 17 de marzo de 2017.

58. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, *Regional Initiatives Status Review Report 2015*, Ljubljana, 9 de febrero de 2016.

capaces de adaptarse a un entorno de mercado en evolución (arts. 16 y 17, y Anexo I, del Reglamento de 2009). Mediante el Reglamento (UE) núm. 984/2013, de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, se estableció un primer código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completó el Reglamento núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo⁵⁹. En desarrollo del Reglamento núm. 984/2013, la Circular núm. 1/2014, de 12 de febrero, de la CNMC, estableció los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa⁶⁰. El Reglamento europeo de 2013 fue sustituido por el Reglamento (UE) núm. 2017/459 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) núm. 984/2013⁶¹. En desarrollo de este Código se aprobó la Circular núm. 3/2017, de 22 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa⁶² (que derogó la Circular núm. 1/2014).

La obligación de los transportistas de dar acceso a sus instalaciones, así como los principios a que se sujeta el régimen de acceso, están incluidos en España en el art. 70 de la LSH. El desarrollo principal de la Ley en ese punto se contiene en el Real Decreto núm. 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural (que en materia de acceso permaneció invariable entre 2001 y 2015)⁶³. Su Capítulo II (arts. 3 a 14) versaba sobre el acceso de terceros a las instalaciones gasistas, y fue derogado, en su mayor parte, por el Real Decreto núm. 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural⁶⁴. La reforma de 2015 regula la contratación independiente de entradas y salidas al sistema de transporte y distribución, configurado como un Punto Virtual de Balance (PVB) que permite a los usuarios intercambiar sin ninguna restricción el gas introducido. De esa manera se favorecen mecanismos ágiles y eficientes de contratación, así como la liquidez del mercado. Se simplificaron y agilizaron en 2015 los procedimientos de contratación de capacidad mediante la aplicación de contratos marco y la constitución de una plataforma telemática única de contratación gestionada por el Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS). De este modo se garantiza la aplicación de condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias y se permite la eliminación de las restricciones técnicas mediante mecanismos de asignación de capacidad. Por último, se establecieron en 2015 mecanismos de mercado para la asignación de capacidad con carácter firme durante todo el periodo contratado, con un sistema de garantías que no supone un coste excesivo para el comercializador.

59. DOUE núm. 273, de 15 de octubre de 2013.

60. BOE núm. 43, de 19 de febrero de 2014.

61. DOUE núm. 72, de 17 de marzo de 2017.

62. BOE núm. 290, de 29 de noviembre de 2017.

63. BOE núm. 215, de 7 de septiembre de 2001.

64. BOE núm. 261, de 31 de octubre de 2015 (modificado, a su vez, por el Real Decreto núm. 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural: BOE núm. 128, de 26 de mayo de 2018).

En aplicación de las normas europeas sobre asignación de capacidad (y las correspondientes Circulares de la CNMC) se aprobó, mediante Resolución de 20 de febrero de 2014, de la CNMC, el contrato marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, SAU, mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa con participación en los procedimientos de asignación de capacidad mediante subasta⁶⁵, luego sustituido (tras la aprobación de la Circular núm. 3/2017), por el contrato marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, S.A.U., mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa⁶⁶.

2. LA GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN Y EL PRINCIPIO DE FOMENTO DE LIBERACIÓN DE LA CAPACIDAD OCIOSA

La lucha contra la congestión de los gasoductos de transporte es una prioridad de las normas del Mercado Interior del gas natural. En algunos lugares de Europa (principalmente en el norte y en el centro) la capacidad de las redes de transporte es escasa, en comparación con los volúmenes de gas que quieren comercializarse a través de esas redes. Esa congestión se produce de modo particular en las interconexiones transfronterizas. La congestión puede ser física o contractual. En la congestión física el nivel de demanda de suministro es superior a la capacidad técnica en un momento determinado, mientras que la congestión contractual el nivel de la demanda de capacidad firme es superior a la capacidad técnica⁶⁷. En ocasiones las empresas llevan a cabo la práctica de *hoarding* (acaparamiento) que consiste en reservar toda la capacidad existente en un gasoducto, sólo con el propósito de excluir a los competidores. La congestión física no constituye un problema grave en la UE, pero la contractual, sí⁶⁸.

La congestión física se combate mediante inversión en nueva capacidad, es decir, mediante la construcción de nuevos gasoductos o la ampliación de los existentes, y mediante unas reglas transparentes y no discriminatorias de asignación de capacidad (art. 16, apartado 2, 4 y 5, del Reglamento de 2009). La congestión contractual se combate con los principios contenidos en el Reglamento de 2009. A pesar de que la DG de 2009 dispone que los GRTs han de someter “a las autoridades reguladoras nacionales sus normas en materia de gestión de la congestión, incluida la asignación de capacidad” y que las autoridades reguladoras nacionales pueden “solicitar que se modifiquen dichas normas” (art. 41, 9, de la DG de 2009), en una suerte de *autorregulación regulada*, lo cierto es que la UE ha considerado mejor que las normas de gestión de la congestión sean aprobadas dentro de un Reglamento, con un mayor grado de armonización.

Los principios sobre la gestión de la congestión del Reglamento de 2009 se resumen en la promoción al máximo de la libertad del usuario de desprenderse de la capacidad que hubiese contratado y que luego no necesite. Dice el Reglamento de 2009 que los contratos se rigen por el principio de liberación de la capacidad no utilizada, de forma que los usuarios

65. BOE núm. 50, de 27 de febrero de 2017.

66. BOE núm. 39, de 13 de febrero de 2018.

67. Art. 2, 1, apartados 21 y 23, del Reglamento de 2009.

68. Considerando núm. 22 del Reglamento de 2009.

de la red pueden subarrendar o revender la capacidad contratada; correlativamente, los GRT tiene la obligación de ofrecer la capacidad no utilizada al mercado⁶⁹. La materialización de esos principios se lleva a cabo en el apartado 3 del art. 16 del Reglamento de 2009, así como en el Anexo I (apartado 2.2) del mismo Reglamento, que contiene las Directrices sobre los procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual. En caso necesario, la Comisión puede modificar esas directrices (art. 23 del Reglamento de 2009). Básicamente, aquello que dispuso el Reglamento de 2009 (y su Anexo I) no era distinto de lo que establecía el Reglamento de 2005 y puede resumirse en estas tres reglas: i) en caso de congestión contractual, el GRT debe ofrecer la capacidad no utilizada en el mercado primario, al menos con un día de antelación y con carácter interrumpible, a través de contratos de duración variable, siempre que el usuario de la red no ofrezca la capacidad en el mercado secundario a un precio razonable; los GRTs han de procurar ofrecer en el mercado al menos partes de la capacidad no utilizada en forma de capacidad firme; ii) los usuarios de la red que deseen revender o subarrendar su capacidad contractual no utilizada en el mercado secundario tienen derecho a hacerlo (los Estados miembros pueden exigir a los usuarios de la red que notifiquen de lo anterior al GRT; y iii) las autoridades reguladoras competentes pueden fijar un precio razonable para la capacidad interrumpible liberada.

3. DERECHO ESPAÑOL SOBRE RENUNCIA A LA CAPACIDAD

En España, el art. 70 de la LSH se refiere al acceso a las redes de transporte (incluyendo los gasoductos transfronterizos), pero se limita a establecer unas reglas generales (sin referencia ninguna a la forma de reducción de la capacidad contratada), con un llamamiento al desarrollo reglamentario. El Real Decreto-ley núm. 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios⁷⁰ abrió la puerta a un amplio desarrollo reglamentario, que aconteció con el Real Decreto núm. 949/2001⁷¹. Ni la LSH ni el RD núm. 949/2001 se refieren a la congestión, porque no ha sido un problema real en el sistema gasista español, mucho menos en los gasoductos transfronterizos soporte del flujo España-Francia.

Ese Real Decreto introdujo dos previsiones sobre reducción de la capacidad contratada en gasoductos (también de los internacionales), en sintonía con lo establecido tanto en el Reglamento de 2005, como en el Reglamento de 2009. Su art. 6, 3, dispuso que los titulares de las instalaciones de transporte estaban obligados a atender peticiones de reducción de capacidad siempre que se justificasen adecuadamente, se comunicasen con tres meses de antelación y se produjesen un año después de haber efectuado la reserva de capacidad inicial y haberla usado efectivamente, o, en su caso, de haber procedido a modificarla de cualquier manera. Cuando la causa de la petición de reducción de capacidad fuese la pérdida de clientes a favor de otros comercializadores, bastaría la comunicación con un mes de anticipación. Como se ve, la previsión obedecía al principio europeo de promoción de la liberación de capacidad ociosa. En virtud de ese precepto, el sujeto que

69. Considerando núm. 21 del Reglamento de 2009.

70. BOE núm. 151, de 24 de junio de 2000.

71. BOE núm. 215, de 7 de septiembre de 2001.

hubiese reservado capacidad había incorporado en su patrimonio el derecho a reducirla, sin coste alguno, estando sólo sujeto a la obligación de notificar con la antelación y al resto de condiciones establecidas por el precepto. El art. 6, 4 del Real Decreto dispuso que transcurrido un año desde que se hubiese efectuado la reserva de capacidad inicial o, en su caso, desde que se hubiera modificado, el gestor técnico del sistema (ENAGAS) podría requerir que la reserva de capacidad contratada por un sujeto se redujese siempre que se observase una continuada infrutilización de la misma y si el mantenimiento de tal reserva inutilizada pudiera ser causa de denegación de acceso, por falta de capacidad disponible, a otros sujetos que lo solicitasen. Este precepto está también en sintonía con los Reglamentos de 2005 y de 2009, pues ambas normas europeas establecen que los GRTs están obligados a ofrecer en el mercado la capacidad no utilizada⁷². Si el para combatir la congestión contractual⁷³ se fomenta la libre renuncia a la capacidad contratada, ese mismo principio debe regir cuando lo que se quiere evitar es que aparezca una congestión contractual en un gasoducto determinado. El art. 6 del Real Decreto núm. 949/2001 estuvo vigente hasta la entrada en vigor del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural⁷⁴. En consecuencia, en ausencia de congestión, el art. 6 del Real Decreto núm. 949/2001, era el precepto aplicable, no el Derecho europeo.

4. LA MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS EUROPEAS DE REDUCCIÓN DE CAPACIDAD EN 2012, SU EFICACIA TEMPORAL Y EL PRINCIPIO DE PROTECCIÓN DE LA CONFIANZA LEGÍTIMA

Los principios relativos a los mecanismos de gestión de la congestión del Anexo I del Reglamento de 2009 fueron modificados por la Decisión de la Comisión núm. 2012/490/UE, de 24 de agosto de 2012⁷⁵ (en adelante, la Decisión de 2012). El objetivo de la reforma fue ahondar en la lucha contra la congestión, pues la experiencia había demostrado que la congestión contractual seguía siendo un problema en la UE. La finalidad fue el fomento del abandono de capacidad ociosa, por quien la tiene contratada y no la utiliza, para que esa capacidad pueda ser adquirida por usuarios que sí la vayan a necesitar. Las parcas previsiones de la versión original del apartado 2.2 del Anexo I del

72. Bajo la vigencia del Reglamento europeo de 2005, se aprobó la Orden Ministerial núm. ITC/2607/2008, de 11 de septiembre, por la que se establecen las reglas a aplicar para la asignación de la capacidad de transporte en las conexiones internacionales con Francia (BOE núm. 224, de 16 de septiembre de 2008). En nada alteró esa Orden Ministerial el régimen de renuncia a la capacidad del art. 6, 3, del Real Decreto núm. 949/2001, pues ese no era el objetivo de la Orden, ni la norma tenía rango suficiente para alterarlo.

73. Véase el epígrafe 9.2.

74. Véase la nota a pie de página núm. 64.

75. El Anexo I del Reglamento de 2009 ha sido modificado por otras dos Decisiones de la Comisión: Decisión 2010/685/UE, de 10 de noviembre de 2010 (DOUE núm. 293, de 11 de noviembre de 2010); y Decisión 2015/715/UE, de 30 de abril de 2015 (DOUE núm. 114, de 5 de mayo de 2015); estas dos modificaciones afectaron a asuntos relativos al intercambio de información, un tema que no es objeto de análisis principal en el texto.

Reglamento de 2009 fueron sustituidas por otras más detalladas⁷⁶. En cuanto a la entrega de capacidad contratada, el apartado 2.2.4 dice desde 2012 que los GRTs deben aceptar cualquier entrega de capacidad firme que contrate el usuario de la red en un punto de interconexión, excepto los productos de capacidad cuya duración sea de un día o menos. De acuerdo con ese nuevo apartado 2.2.4 el usuario de la red mantiene sus derechos y obligaciones en virtud del contrato de capacidad hasta la reasignación de la capacidad por el GRT y en la medida en que este no haya reasignado dicha capacidad; la capacidad entregada se considerará reasignada únicamente después de que se haya asignado toda la capacidad disponible. Dispone la norma que el GRT debe informar sin demora al usuario de la red de cualquier reasignación de su capacidad entregada. El apartado 2.2.4 termina con el mandato de que las condiciones específicas de la entrega de capacidad, especialmente en los casos en que varios usuarios de la red entreguen su capacidad, sean aprobadas por la autoridad reguladora nacional.

El principio que inspiró la modificación llevada a cabo por la Decisión de 2012 en el apartado 2.2 del Anexo I del Reglamento de 2009 es el principio de favorecimiento al máximo de la liberación de capacidad ociosa. De acuerdo con una interpretación, literal, contextual y principal del apartado 2.2.4 y, en particular, de la frase “*el usuario de la red mantiene sus derechos y obligaciones en virtud del contrato de capacidad hasta la reasignación de la capacidad por el GRT y en la medida en que este no haya reasignado dicha capacidad*”, ha de entenderse que el derecho a reducir capacidad, sin coste alguno (derecho conferido por el art. 6, 3, del Real Decreto núm. 949/2001) quedó reforzado por la Decisión de 2012.

Otra interpretación distinta podría ser que el apartado 2.2.4 (según la redacción que le dio la Decisión de 2012) modificó implícitamente el art. 6, 3, del Real Decreto núm. 949/2001, así como los contratos de reserva de capacidad suscritos a su abrigo y, en consecuencia, el solicitante de reducción de capacidad debe pagar la capacidad que no utilice hasta que consiga venderla a otro usuario.

Esta segunda interpretación debe ser rechazada, pues frente a ella se alzan varios argumentos relevantes. El primer grupo de argumentos se refieren a la eficacia temporal de las normas y a la protección del principio de confianza legítima. La Decisión de 2012 carece de efecto retroactivo y si se pretendiese aplicar retroactivamente, cercenaría derechos consolidados. Como exigencia propia del Estado de Derecho, las normas de la UE no tienen, en principio, carácter retroactivo. El principio de seguridad jurídica se opone a que un acto europeo tenga eficacia anterior a la fecha de publicación en el DOUE. Cabe, no obstante, que tenga efecto retroactivo cuando lo exija un fin de interés general (y así se explique en los *considerandos* de la norma), se respete debidamente la confianza legítima de los afectados y cuando de la norma considerada se desprenda claramente que debe atribuírsele tal carácter retroactivo, “bien” –como recuerda García Ureta– “porque

76. Tras la reforma, el apartado 2.2. del Anexo I se desglosa en unas disposiciones generales (2.2.1), en unas normas relativas al aumento de la capacidad mediante un régimen de sobresuscripción y readquisición (2.2.2), en un mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme (2.2.3), en una nueva regla sobre la entrega de capacidad contratada (2.2.4), y en un mecanismo de utilización o pérdida a largo plazo (2.2.5).

así se ha manifestado la norma, o porque esta conclusión se desprende de manera evidente de su tenor”; así lo ha establecido la jurisprudencia⁷⁷.

El Reglamento de 2005 no estableció que sus previsiones tuviesen carácter retroactivo (art. 17), sino lo contrario. Una de las partes centrales del Reglamento de 2005 era la relativa a los mecanismos de gestión de la congestión. Pues bien, la norma estableció que cuando la capacidad contratada con arreglo a los contratos de transporte existentes siguiese sin utilizarse en una situación de congestión contractual, los gestores de redes de transporte aplicarían las reglas del art. 5, 3 (sobre gestión de la congestión), siempre que con ello no se infringiesen los requisitos de los contratos de transporte existentes. Si se infringieren los contratos de transporte existentes, entonces hacía falta que el usuario aceptase se aplicasen las reglas del art. 5, 3. Esta previsión favorece al usuario de la red, porque las reglas del art. 5, 3 del Reglamento establecían la libertad del usuario para vender la capacidad contratada que no necesitase y la obligación del transportista de pedir permiso al usuario para revender aquella capacidad no utilizada por el usuario. Es evidente que, en Derecho europeo, la norma puede tener efecto retroactivo en la medida en que produzca efectos favorables a su destinatario⁷⁸.

El Reglamento de 2009 tampoco dispone que su entrada en vigor tenga lugar de modo adelantado (retroactivo) sino que, por el contrario, establece que el Reglamento entra en vigor a los veinte días de su publicación en el DOUE (publicación que aconteció el 14 de agosto de 2009); y añade que el Reglamento es aplicable a partir del 3 de septiembre de 2009. Esta última previsión constituyó un error y mediante una posterior corrección de errores⁷⁹ se dispuso que el Reglamento sería aplicable a partir del 3 de marzo de 2011 (algo coherente con el art. 31, que deroga el Reglamento de 2005 a partir del 3 de marzo de 2011). A pesar de que no se establece la retroactividad de la norma, lo cierto es que uno de sus *considerandos* afirma que, dado el elevado número de contratos ya en vigor y la necesidad de crear auténticas condiciones de igualdad entre los usuarios de las instalaciones nuevas y de las ya existentes, los principios del art. 16 gestión de la congestión deben aplicarse a toda la capacidad contratada, incluidos los contratos ya en vigor. Los principios de gestión de la congestión son los mismos en el Reglamento de 2005 que en el Reglamento de 2009. En consecuencia, la diferencia entre uno y otro Reglamento estriba en que aquellos principios de gestión de la congestión que el Reglamento de 2005 no quiso aplicar sobre los contratos ya en vigor, se convierten en principios aplicables, por mor del Reglamento de 2009, sobre los contratos ya en vigor. En realidad, esa aplicación retroactiva de

77. Las ideas de este párrafo y las palabras transcritas son de García Ureta, A., *Derecho de la Unión Europea. Parte General*, ed. Marcial Pons, Madrid 2013, pp. 89-91, quien cita jurisprudencia variada del TJUE.

78. *Ibidem*, p. 91.

79. El Reglamento de 2009 tuvo dos correcciones de errores: uno en DOUE núm. L 309, de 24 de noviembre y otro (ele relativo a la fecha de aplicabilidad) en DOUE L núm. 229, de 1 de septiembre. La segunda corrección de errores fue importante, como se explica en el texto y dijo así: “En la página 49, artículo 32, segundo párrafo: donde dice: El presente Reglamento será aplicable a partir del 3 de septiembre de 2009, debe decir: El presente Reglamento será aplicable a partir del 3 de marzo de 2011”.

los principios de gestión de la congestión es favorable para el usuario de la red, por cuanto le confiere libertad para desprenderse de la capacidad que no necesite.

La Decisión de 2012 no tiene efectos retroactivos sino que, al contrario, dice que el nuevo mecanismo de renuncia entrará en vigor el 1 de octubre de 2013. Lógicamente, su entrada en vigor se produjo respecto de los contratos que se suscribiesen a partir de ese momento, no respecto de los contratos ya suscritos. Si no fuese así, lo habría dicho expresamente, como es obligado. Es importante recordar que la Decisión de 2012 se aprobó por la Comisión en ejercicio del poder de aprobación de Directrices o de modificación de las Directrices del Anexo I del Reglamento 715/2009, un poder conferido por el propio Reglamento de 2009 (art. 23). Lógicamente, las exigencias relativas a la eficacia temporal de los actos legislativos de la Unión Europea, son plenamente aplicables a los actos que apruebe la Comisión Europea en ejercicio del art. 23 del Reglamento 715/2009 (fundamentado, a su vez, en los arts. 290 y 291 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea⁸⁰). Tales actos deben decir expresamente que tienen efecto retroactivo. Los principios de gestión de la congestión son idénticos en el Reglamento de 2005 y en el Reglamento de 2009, y la diferencia estriba en que el segundo los hace aplicable sobre los contratos ya en vigor (porque favorece la situación del usuario) y así lo dice expresamente. Si se interpretase que la Decisión de 2012 cercena, limita o modifica, de alguna manera, los derechos de los usuarios contenidos en contratos ya suscritos, entonces habría de exigirse tanto que la Decisión hubiese indicado su propósito retroactivo, como que expresase qué medidas compensatorias se establecen. Estas dos exigencias no existirían si se interpretase que la Decisión de 2012 no altera los derechos del usuario en un contrato ya suscrito. De otra manera, si se entiende que sí hay una alteración, se vulnera el principio de protección de la confianza legítima, cuyo origen está en el Derecho europeo. Entre otras varias sentencias, se puede acudir aquí a la Sentencia del Tribunal General (Sala Primera) de 16 de septiembre de 2013, para quien la invocabilidad del principio exige que la Administración haya dado garantías coherentes, de fuentes fiables, que infundan una esperanza legítima en el ánimo del destinatario y que sean conformes con las normas aplicables⁸¹.

Tras la modificación introducida en 2012 en el Anexo I del Reglamento europeo de 2009, se aprobó en España la Circular núm. 1/2013, de 18 de diciembre de 2013, de la CNMC⁸², por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales, cuya entrada en vigor aconteció el 18 de enero de 2014 (al día siguiente de su publicación). No sólo no hubo en la Circular ninguna mención a su carácter retroactivo, sino todo lo contrario. Si se entendiese que el mecanismo de renuncia a la capacidad de la Circular afectó al mecanismo contenido en el art. 6, 3, del Real Decreto núm. 949/2001 (y a los contratos suscritos a su abrigo), tal afectación no tuvo ninguna

80. El procedimiento para ejercitar esta potestad tras la entrada en vigor del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea es el Reglamento (UE) núm. 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de febrero de 2011 por el que se establecen las normas y los principios generales relativos a las modalidades de control por parte de los Estados miembros del ejercicio de las competencias de ejecución por la Comisión.

81. Asunto T-2/07 (ECLI:EU:T:2013:458). Véase García Ureta, A., *Derecho...*, o.c., pp. 92-95 y bibliografía ahí citada.

82. BOE núm. 15, de 17 de enero de 2014.

eficacia retroactiva por expresa dicción de su Disposición Transitoria Primera, que dispone lo siguiente: “Aplicación del mecanismo de renuncia hasta la aplicación del código europeo de asignación de capacidad. *Hasta la aplicación de mecanismos de asignación de capacidad conforme al código europeo, los operadores aceptarán la renuncia de capacidad por parte de los usuarios cuando ésta se produzca y ofertarán al mercado la capacidad liberada en el primer proceso de asignación de capacidad posterior a la renuncia, adecuando la capacidad liberada a los productos que se oferten en dicho proceso*”. El Código Europeo a que se refiere fue aprobado mediante Reglamento (UE) núm. 984/2013, de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se estableció un primer código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas. Su art. 28 estableció que el Reglamento sería aplicable sólo a partir del 1 de noviembre de 2015. En desarrollo de ese Reglamento núm. 984/2013, la Circular núm. 1/2014, de 12 de febrero, de la CNMC, estableció los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, que entró en vigor el 20 de febrero de 2014⁸³. No hubo, por tanto, pretensión ninguna de retroactividad de la Circular núm. 1/2013, sino todo lo contrario.

Junto a los argumentos relativos a la ausencia de retroactividad y a la vulneración que se produciría del principio de protección de la confianza legítima (si se diese a las reformas eficacia retroactiva), existe otro argumento trascendental. Las normas que estamos analizando se refieren a la gestión de la congestión en gasoductos congestionados, pero no en gasoductos que no tienen tal congestión. Aun cuando se entendiese que el apartado 3 del art. 6 del Real Decreto núm. 949/2001 quedó afectado por la reforma operada por la Decisión de 2012 en el Reglamento de 2009, tal afectación no podría producirse respecto de aquellos gasoductos que no sufren congestión; el apartado 2.2 del Anexo I del Reglamento de 2009, antes y después de la reforma operada por la Decisión de 2012, versa sobre los *mecanismos de lucha contra la congestión*, y el art. 6, 3, del Real Decreto núm. 949/2001 se seguiría aplicando en su literalidad a los gasoductos no congestionados. De la misma manera, la Circular núm. 1/2013, de la CNMC, contiene un Apartado Cuarto, con el encabezamiento “Mecanismo de renuncia de capacidad”. Su apartado 4 establece que “hasta la reasignación de la capacidad liberada, el usuario mantendrá los derechos y obligaciones que corresponden a la capacidad liberada, de acuerdo con lo dispuesto en el contrato de acceso”. Esto ha de interpretarse de la forma señalada: el derecho a renunciar, sin coste, conferido por el art. 6, 3, del Real Decreto núm. 949/2001, no sólo no queda modificado, sino que queda ratificado. Si no se interpretase así, todavía habría entonces de recordarse que la Circular versa sobre situaciones de congestión, como expresamente afirma su Apartado Primero, pues “*constituye el objeto de la presente Circular regular los mecanismos de gestión de congestiones en las conexiones internacionales por gasoducto del sistema gasista español con Europa*”. En consecuencia, aun cuando se aceptase (frente a lo expuesto) que la Circular núm. 1/2013 afectó al derecho conferido por el art. 6, 3, del Real Decreto núm. 949/2001, esa afectación se produciría sólo sobre los gasoductos congestionados⁸⁴.

83. BOE núm. 43, de 19 de febrero de 2014. Con posterioridad, el Código de 2013 fue sustituido por otro de 2017 (Reglamento núm. 2017/459) y la Circular 1/2014 fue sustituida por otra de 2017 (Circular 3/2017): véase epígrafe 9.1.

84. En un conflicto de acceso relativo a la renuncia de capacidad contratada en una interconexión gasista española (resuelto por una Resolución de la CNMC), el Tribunal Supremo hizo aplicables

X. DIRECTRICES, PRINCIPIOS, ORIENTACIONES Y CÓDIGOS DE RED. EL “SOFT LAW” EN EL RÉGIMEN JURÍDICO DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS

En diversos sectores de la acción de la UE (también en la energía) han aparecido y proliferado unas normas o, si se prefiere, unas disposiciones de alcance general, que pueden integrarse en aquello que se ha dado en llamar el *soft law* (como, por ejemplo, las directrices o *guidelines*, contenidas en Comunicaciones de la Comisión⁸⁵). En el sector del gas natural, la manifestación más clara de ese *soft law* son las *Directrices* que se adoptan en el seno del *Gas Regulatory Forum*. Con frecuencia esas *Directrices* se han incorporado luego a un Reglamento y se convierten, así, en *hard law*: este es el caso del Anexo del Reglamento de 2009, que incorpora las “Segundas *Directrices* de Buenas Prácticas” del *Gas Forum* (a veces se ha reputado que algunas otras *Directrices* adoptadas en el *Gas Forum*, de modo voluntario, por todas las partes –como las *Directrices* de acceso al almacenamiento– estaban siendo ejecutadas de modo insuficiente y era necesario convertirlas en vinculantes⁸⁶).

En los casos de los Reglamentos de 2005 y 2009 no estamos ante ninguna de esas normas, sino que se trata de dos Reglamentos europeos, que tienen alcance general y que son obligatorios en todos sus elementos y directamente aplicables en cada Estado miembro (art. 288 del TFUE). Ahora bien, esos Reglamentos mandan a ACER que elabore unas *directrices marco* como paso previo a la aprobación de un código de red y, además, contienen un Anexo donde se establecen *directrices*. El Reglamento mismo de 2009 (arts. 16 y 17) establece unos *principios* sobre determinados temas e, incluso, las *directrices* pueden especificar esos *principios*. Se trata, por tanto, de *hard law* (un Reglamento europeo) que incluye *soft law* (*directrices*). Incluso alguno de esos Reglamentos requiere que sea desarrollado por los Estados Miembros, en un esquema un tanto parecido (no igual, por descontado) al propio de la Directiva Europea, que requiere una implementación por parte de cada autoridad nacional, para elegir la forma y los medios del resultado establecido en la Directiva (art. 288 del TFUE). Estas nuevas realidades normativas, si bien en nada alteran la naturaleza jurídica del Reglamento, sí deben imponer alguna modulación al modo como se interpreta la obligatoriedad del Reglamento en todos sus elementos y su directa aplicabilidad. En términos prácticos, la consecuencia es doble.

Por un lado, debe rechazarse la pretensión de que una *directriz* del Anexo del Reglamento 2009 (máxime de alguna de aquellas que especifican principios del Reglamento) sea interpretada y aplicada de modo unívoco sea cual fuere la situación fáctica

las normas analizadas sobre gestión de la congestión a gasoductos no congestionados (como es el gasoducto de Larrau: véase epígrafe 6) y, además, con una eficacia retroactiva no contemplada en tales normas: Sentencia del Tribunal Supremo (Sala de lo contencioso-administrativo, Sección Tercera; Ponente: Excmo. Sr. Arozamena Laso), de 2 de abril de 2018 (RJ 2018, 1903) (ECLI: ES:TS:2018:1369).

85. Sobre la auto-vinculación que implican las directrices para la Comisión (si bien no vinculan al TJUE) y sobre las comunicaciones, ambas como ejemplos de actos atípicos, véase García Ureta, A., *Derecho...*, o.c., pp. 75-76; y sobre el *soft law* en la Unión Europea, véase Alonso García, R., *El soft law comunitario*, en “Revista de Administración Pública”, núm. 154 (2001), pp. 63-94.

86. Considerando núm. 27 del Reglamento de 2009.

considerada, sólo porque está incluida dentro de un Reglamento; esa univocidad es imposible porque se trata de *directrices* y/o *principios*. Ambos Reglamentos los expresan claramente cuando disponen que la aplicación y la modificación de las directrices ha de reflejar las diferencias entre las redes nacionales de gas, y por tanto no se requieren términos y condiciones detalladas y uniformes de acceso de terceros a nivel comunitario, sin perjuicio de que se establezcan requisitos mínimos que hayan de satisfacerse para cumplir con las condiciones no discriminatorias y transparentes para el acceso a la red, que podrán aplicarse considerando las diferencias entre las redes nacionales de gas (art. 9, 3, del Reglamento de Gas de 2005 y art. 23, 2, del Reglamento de 2009).

Por otro lado, es ineludible el recurso a los debates del *Gas Forum* para la interpretación auténtica de las normas del Reglamento, en particular de las *directrices* y/o *principios* del Anexo. Unas consideraciones parecidas pueden verse sobre el Reglamento de las redes transeuropeas de energía⁸⁷, que aprueba unas *orientaciones*, o sobre los Reglamentos que aprueban los *Códigos de Red* en el sector gasista, a partir de una *directrices-marco* de ACER⁸⁸.

XI. LA REFORMA DE LA DIRECTIVA DE GAS DE 2009. GASODUCTOS PROCEDENTES DE TERCEROS PAÍSES Y HACIA TERCEROS PAÍSES

La UE puede decidir cooperar con terceros países para el fomento de proyectos de interés común y para garantizar la interoperabilidad de las redes (art. 171, 3, del TFUE). En ese contexto, las relaciones con la Federación Rusa en materia energética son importantes para la UE, pues de ahí procede el 30 por ciento del gas que se consume en la UE. Sin embargo, el *EU-Russia Energy Dialogue*⁸⁹ está en suspenso desde la intervención de Rusia en Georgia y la invasión de la Península de Crimea.

A pesar de los conflictos políticos entre la UE y Rusia, está a punto de terminarse la construcción de un gasoducto controvertido, el gasoducto *Nord Stream 2*, que llevará gas directamente desde Rusia hasta el norte de Alemania, y que debe entrar en funcionamiento a principios de 2020. El nuevo gasoducto tiene una gran capacidad de transporte y resulta especialmente interesante para Alemania, tras el apagón nuclear y tras la supresión de la generación mediante carbón (algo que acontecerá en los próximos años): puede transportar 55.000 millones de metros cúbicos anuales, capacidad similar a la del primer *Nord Stream*, lo cual supondrá 110.000 metros cúbicos anuales de gas procedentes de Rusia. Se trata de un proyecto controvertido por varias razones. El treinta por ciento de la demanda de gas natural de la UE se satisface con gas ruso. Hasta la construcción de este gasoducto, el gas ruso llegaba a Alemania, a través de Ucrania, Bielorrusia y Polonia. Tras este gasoducto, llegará directamente. Al esquivar a Ucrania se priva a este país de los beneficios que supone su condición de territorio de tránsito de gas y aumenta la capacidad rusa de utilizar el gas como arma política contra Ucrania,

87. Véase epígrafe 5.1.

88. Véase epígrafe 8.3.

89. *EU-Russia Energy Dialogue. The first ten years (2000-2011)*, European Commission Directorate-General for Energy Brussels 2011.

pero sin que Alemania se vea afectada⁹⁰. Rusia utiliza sus abundantes reservas de gas como instrumento estratégico de su política internacional y por esa razón la UE y varios Estados miembros han buscado diversificar los abastecimientos, para ir disminuyendo paulatinamente la dependencia del gas ruso. Este gasoducto parece va en la dirección contraria. Quizás por eso los Estados Unidos acusan a Alemania de poner en peligro la seguridad de Occidente con la construcción del *Nord Stream 2*, pues aumenta la dependencia de Rusia (incluso ha habido amenazas norteamericanas de sanciones a las empresas participantes). Frente a los esfuerzos desplegados en los últimos quince años, por parte de las instituciones de la UE, a raíz de la primera crisis gasista ruso-ucraniana, este gasoducto significa una actuación unilateral de Alemania. *Gazprom* es la propietaria de la infraestructura, pero cerca del 50 por ciento de la financiación proviene de empresas europeas: las alemanas *Uniper/E.On* y *Wintershall* (filial de *BASF*), la austriaca *OMV*, la británico-holandesa *Shell*, y la francesa *Engie*. Las autoridades medioambientales danesas han pedido un nuevo estudio de impacto ambiental. El *Nord Stream 2* atraviesa aguas territoriales o zonas económicas exclusivas de Rusia, Finlandia, Suecia, Dinamarca y Alemania y se prevé que cueste 9.500 millones de euros⁹¹.

Bajo la presión derivada de las disputas políticas generadas por la construcción del gasoducto *Nord Stream 2*, incluyendo la fuerte oposición del Parlamento europeo al gasoducto, se llevó a cabo una propuesta de modificación de la DG de 2009, con objeto de salvar el proyecto, que condujo a su modificación mediante la Directiva (UE) núm. 2019/692, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2019 por la que se modifica la DG de 2009⁹².

La UE depende en gran medida de las importaciones de gas de terceros países y en el mejor interés de la UE y de los clientes de gas conviene que los gasoductos que conectan la UE con esos terceros países están sujetos a las mismas reglas de transparencia y competencia. La legislación de la UE en general se aplica en las aguas territoriales y en la zona económica exclusiva de los Estados miembros de la UE, pero la DG de 2009 no contiene un marco legal específico para los gasoductos hacia y desde terceros países. Se ha llegado a la conclusión de que las normas aplicables a los gasoductos de transporte de gas que conecten dos o más Estados miembros, los interconectores, no son aplicables a los gasoductos que llegan a la UE. Sin embargo, hay una *praxis* comunitaria consistente en aplicar los principios básicos del marco regulatorio establecido por la DG de 2009 en relación con terceros países, en particular a través de acuerdos internacionales relativos a los gasoductos de entrada en la UE. Se consideró que era necesaria una reforma legislativa para definir y especificar de manera explícita y coherente el marco regulatorio aplicable a todos los gasoductos, desde y hacia terceros países. Con las reformas llevadas a cabo en 2019, la DG de 2009 en su totalidad (así como las disposiciones legales relacionadas, como el Reglamento de 2009, los códigos de red y las directrices, a menos que se disponga lo contrario en dichos actos) serán aplicables a los gasoductos hacia y desde terceros países,

90. Véase Azaria, D., *Treaties on Transit of Energy via pipelines and Countermeasures*, Oxford University Press, Oxford 2015.

91. “El País”, 7 de abril de 2019 y “La Vanguardia”, 6 de mayo de 2019.

92. DOUE, L 117, de 3 de mayo de 2019.

incluidos los existentes y los futuros, hasta la frontera donde alcanza la jurisdicción de la UE. Esto incluye las disposiciones sobre acceso de terceros, regulación arancelaria, separación de la propiedad y transparencia. Esta reforma permitirá a los nuevos gasoductos hacia y desde terceros países solicitar una exención de esas reglas de conformidad con el artículo 36 de la DG de 2009. En cuanto a los gasoductos existentes, que caen fuera del ámbito de aplicación del art. 36 de la DG de 2009, los Estados miembros podrán conceder excepciones a la aplicación de las disposiciones principales de la DG de 2009, siempre que la excepción no sea en detrimento de la competencia, el funcionamiento efectivo del mercado o la seguridad del suministro en la UE. Los gasoductos hacia y desde terceros países podrán estar, por lo tanto, sujetas a al menos dos regulaciones diferentes. Cuando esto conlleve situaciones legalmente complejas, el instrumento apropiado para asegurar un marco regulatorio coherente para todo el gasoducto será un acuerdo internacional con el tercer país o terceros países interesados. En ausencia de tal acuerdo, la concesión de una exención para nueva infraestructura o el establecimiento de una derogación para una infraestructura ya en funcionamiento, el gasoducto sólo puede operarse de acuerdo con los requisitos de la DG de 2009, dentro de las fronteras a donde alcanza la jurisdicción de la UE⁹³.

La reforma consiste en la modificación de varios preceptos de la DG de 2009, como la definición de interconector. La aplicación de las normas de la DG de 2009 sobre el nuevo gasoducto (como el acceso y la separación de actividades) es una victoria de las instituciones de la UE sobre Alemania. Sin embargo, el régimen jurídico del gasoducto queda, en realidad, en manos de lo que acuerden Rusia y Alemania, porque la coherencia regulatoria final derivará de lo que se establezca en un Tratado internacional entre las partes. Adicionalmente, las excepciones al régimen de acceso (art. 36) se van a poder aplicar no sólo a nuevos gasoductos, sino también a los gasoductos existentes.

XII. CONCLUSIONES

Para que exista un auténtico mercado de gas natural en la UE es necesario que los Estados miembros tengan conexiones gasistas entre sí, con suficiente capacidad para albergar un comercio transfronterizo. El aumento de la capacidad de interconexión en Europa va acompañado por el incremento del número de plantas de regasificación (GNL), en búsqueda de un equilibrio entre ambas formas de abastecimiento. Ese equilibrio explica que, frente a los objetivos concretos de aumento de interconexión eléctrica en la Unión de la energía, no se hayan establecido tales objetivos detallados de aumento de interconexión en el sector del gas natural.

La importancia de las interconexiones gasistas, en su condición de redes transeuropeas, está reconocida expresamente en el TFUE, por medio de un título específico sobre la materia, amén de la referencia a las interconexiones en el Título sobre energía. En esa condición, son merecedores de ayudas de la UE, en el contexto de los Proyectos de Interés

93. Estas ideas están tomadas de la memoria explicativa de *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas (Text with EEA relevance)* {SWD(2017) 368 final}, COM(2017) 660 final 2017/0294 (COD), Bruselas, 8 de noviembre de 2017.

Común y del programa de financiación *Connecting Europe Facility*. En el caso español, el equilibrio entre las plantas de regasificación y las interconexiones mediante gasoducto está conduciendo a un cierto replanteamiento de los proyectos de nuevos gasoductos transfronterizos, al menos con la frontera francesa, dada la ausencia de congestión y la necesidad de potenciar al máximo la capacidad ociosa de regasificación de las seis plantas españolas.

El Derecho relativo al acceso a los gasoductos transfronterizos en la UE ha evolucionado desde unas previsiones genéricas en una Directiva de 1998, hasta unas detalladas normas. Tales normas se encuentran un Reglamento de 2009, alrededor del cual existen directrices-marco, códigos de red, directrices (a secas) y principios. Este novedoso marco normativo exige que el operador jurídico despliegue nuevas técnicas interpretativas, máxime si se tiene en cuenta que el propósito armonizador del Reglamento debe conjugarse con las especialidades de cada región (por ejemplo, en la región gasista del sur, formada por Francia, España y Portugal).

El núcleo de las normas de acceso a los gasoductos transfronterizos está constituido por aquellas que contienen los mecanismos para la asignación de capacidad y para la gestión de la congestión (en particular, para la renuncia a la capacidad contratada). El Derecho europeo no desplaza a todo el Derecho nacional relativo al acceso a los gasoductos transfronterizos, sin tan sólo a aquellas situaciones reguladas por el Derecho europeo. Por ejemplo, la renuncia a la capacidad en un gasoducto no congestionado debió entenderse regulada por el Real Decreto núm. 949/2001, de 3 de agosto, al menos hasta que fue derogado en 2015.

Toda buena regulación debe ser simultáneamente flexible y segura, en el sentido que debe poder adaptarse a las necesidades cambiantes del mercado, pero de una manera tal que no dañe inopinadamente los derechos de los sujetos intervinientes en el sector. Las variaciones de las normas que regulan la asignación de capacidad y la gestión de la congestión de los gasoductos transfronterizos deben respetar las exigencias del Estado de Derecho, como son los principios de irretroactividad y de transparencia, y el principio de defensa de la confianza legítima. En materia de gestión de la congestión, el principio de libertad de renuncia a la capacidad contratada ha tratado de hacerse compatible en el Derecho europeo con el respeto a los derechos de las partes en los contratos ya suscritos. El propio Derecho europeo hace un llamamiento a la protección de las posiciones derivadas de los derechos contractuales.

XIII. ANEXO BIBLIOGRÁFICO

1. LIBROS Y ARTÍCULOS

Alonso García, R., *El soft law comunitario*, en “Revista de Administración Pública”, núm. 154 (2001), pp. 63-94.

Azaria, D., *Treaties on Transit of Energy via pipelines and Countermeasures*, Oxford University Press, Oxford 2015.

Flor García, F. De la y Villafruela Arranz, L. (coordinadores), *Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica. Estado actual y perspectivas*, Club Español de la Energía, Madrid 2016.

García Ureta, A., *Derecho de la Unión Europea. Parte General*, ed. Marcial Pons, Madrid 2013.

Guayo, I. del, *Regional and Local Energy Communities-A European Union Perspective on Community Benefits*, en Barrera-Hernández, L., Barton B., Godden, L., Lucas, A., and Ronne, A., “Sharing the costs and benefits of energy and resources activity. Legal change and impact on communities”, Oxford University Press, Oxford 2016, pp. 41-57.

Lavrijssen, S. y Kohlbacher, T., *EU Electricity Network Codes: Good Governance in a Network of Networks*, Tilburg Law and Economics Center (TILEC) Law and Economics Research Paper Series, Tilburg 2018.

Martín Arribas, J.J., *Las redes transeuropeas: balance actual y perspectivas de futuro*, en “Anuario español de Derecho Internacional”, núm. 14 (1998), pp. 235-291.

Sánchez Ortega, A.J., *Poder y seguridad en las relaciones internacionales*, ed. Reus, Madrid 2013.

World Energy Outlook 2018, International Energy Agency, Paris 2018.

2. DOCUMENTOS DE LAS INSTITUCIONES DE LA UNIÓN EUROPEA (POR ORDEN CRONOLÓGICO)

EU-Russia Energy Dialogue. The first ten years (2000-2011), European Commission Directorate-General for Energy Brussels 2011.

Estrategia Europea de la Seguridad Energética, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, COM (2014) 330, de 28 de mayo de 2014.

Paquete sobre la Unión de la Energía, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, *Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva*, COM (2015) 80 final, Bruselas, 25 de febrero de 2015.

Paquete sobre la Unión de la Energía. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020, COM(2015) 82 final, Bruselas, de 25 de febrero de 2015.

Agency for the Cooperation of Energy Regulators, *Regional Initiatives Status Review Report 2015*, Ljubljana, 9 de febrero de 2016.

Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones: Reforzar las redes energéticas de Europa, COM(2017) 718 final, Bruselas, 23 de noviembre de 2017.

European Commission, *EU Energy in figures*, Publications Office of the European Union, Luxemburgo 2018.