

ESPAÑA E IRÁN COMO EJES DE DIVERSIFICACIÓN PARA LA POLÍTICA ENERGÉTICA EUROPEA

SPAIN AND IRAN AS DIVERSIFICATION AXIS FOR THE EUROPEAN ENERGY POLICY

Antonio Sánchez Ortega*

Sumario: I. INTRODUCCIÓN. II. LA REALIDAD GEOENERGÉTICA DE LA UE. III. LAS POTENCIALIDADES Y LOS LÍMITES DE ESPAÑA E IRÁN COMO EJES DE DIVERSIFICACIÓN DEL GAS EUROPEO. IV. CONCLUSIONES

RESUMEN: La alta dependencia exterior en materia energética de la Unión Europea y especialmente del gas ruso, junto con las frecuentes crisis surgidas en el este de Europa y especialmente tras la crisis que desde 2014 se vive entre Rusia y Ucrania, han hecho evidente las excesivas vulnerabilidades energéticas y también políticas de la Unión Europea. Los intentos para reforzar la seguridad energética en Europa han pasado por el desarrollo de corredores energéticos que favorezcan el acceso a nuevos abastecimientos de gas. A pesar de algún éxito muy parcial, éstos se han visto afectados por las dinámicas que afectan a la geopolítica energética en el contexto euroasiático. Esta situación puede mejorar gracias a las posibilidades que en materia de aprovisionamiento de gas ofrecen los ejes español e iraní. España, gracias a su infraestructura y posición puede contribuir al suministro de gas natural liquidado a Europa. Irán, por su parte, y gracias al nuevo contexto político puede resucitar alguno de los grandes proyectos en materia de diversificación perseguidos desde hace años por la Unión Europea.

ABSTRACT: The highly dependence of the European Union on external energy, especially on Russian gas, along with the frequent crises in Eastern Europe and after the Ukrainian crisis in 2014, resulted in clear excessive political and energy vulnerabilities of the European Union. Attempts to strengthen energy security in Europe have gone through the development of new energy corridors to facilitate access to new gas supplies, despite some partial success, this has been affected by the same dynamics that affect energy geopolitics in the Eurasian context. This situation can be improved by the possibilities of gas supply offer of the Spanish and Iranian axes. Spain, with its infrastructure and position can contribute to the supply of liquefied natural gas to Europe. Iran, on the other hand, and thanks to the new political context, can resurrect some of the major projects on diversification pursued for years by the European Union.

PALABRAS CLAVE: Seguridad energética, gas, España, Irán y Unión Europea.

KEYWORDS: Energy security, natural gas, Spain, Iran and European Union.

Fecha de recepción del original: 25 de julio de 2016. Fecha de aceptación de la versión final: 2 de noviembre de 2016.

* Profesor de Derecho Internacional Público y Relaciones Internacionales de la Universidad de Granada. Correo electrónico: santega@ugr.es

I. INTRODUCCIÓN

Las continuas crisis en el este de Europa y especialmente el conflicto de Ucrania han hecho evidente que la alta dependencia Europa del gas ruso debilita a Europa en un doble sentido¹. En primer lugar, los diferentes y continuos conflictos, principalmente entre Ucrania y Rusia, han afectado y pueden volver a afectar los suministros energéticos europeos, principalmente los gasísticos que provenientes de Rusia cruzan el territorio de Ucrania. En segundo lugar, la alta dependencia energética europea de Rusia le está otorgando un importante peso político frente a Europa, lo que ha quedado de manifiesto en múltiples ocasiones, especialmente tras los últimos acontecimientos en Ucrania, donde, a pesar de los excesos rusos, la Unión Europea (UE) tuvo destacados problemas a la hora de adoptar sanciones que sirvieran de contrapeso a las acciones de Moscú. La conjunción de ambos elementos: pérdida de suministros energéticos e incapacidad de articular una política exterior decidida frente a Rusia, suponen la plasmación más evidente e indiscutible de los riesgos subyacentes del propio concepto de seguridad energética.

Para hacer frente a esta situación, la UE ha tratado de desarrollar diferentes estrategias destinadas a mejorar su seguridad energética. Entre los esfuerzos más destacados se encuentra la construcción de nuevos gasoductos. Estos permitirán diversificar el gas ruso incorporando nuevos suministradores y rutas alternativas de tránsito, haciendo válida la máxima de Churchill “seguridad y certeza en petróleo depende de la variedad y sólo de la variedad”². Esta afirmación es válida también para el gas natural, donde la UE, por las propias condiciones de distribución y dependencia de este recurso, presenta las mayores vulnerabilidades³.

El problema al que ha tenido que hacer frente la UE a la hora de desarrollar nuevos gasoductos está estrechamente relacionado con la geopolítica de la energía, especialmente la que afecta a las regiones productoras de energía y las zonas de tránsito. En efecto, muchos de los esfuerzos de la UE se han encontrado con importantes problemas derivados de la acción de Rusia para bloquear y desincentivar posibles rutas de

¹ Los problemas que para la seguridad energética europea generan la alta dependencia de las importaciones energéticas de Rusia es algo que había quedado recogido en una destacada cantidad de documentos emanados desde las instituciones europeas desde el año 2006 y especialmente desde 2009. Entre todos ellos destaca la Estrategia Europea de la Seguridad Energética de 2014, donde se aprecia, sin ningún tipo de dudas, que ésta se ha elaborado a la medida de los desafíos planteados por la dependencia de Rusia. Véase: Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. Estrategia Europea de la Seguridad Energética, COM (2014) 330 final.

² Citado en: YERGIN D., “Ensuring Energy Security” *Foreign Affairs*, nº 85, 2006, p. 1.

³ Hoy en día, aunque no es posible descartar problemas futuros, el petróleo no presenta los riesgos del pasado. La mayor flexibilidad en su transporte y almacenaje, junto con la existencia de mercados abiertos internacionales han creado de facto un mercado internacional de petróleo, donde difícilmente un Estado puede quedar desabastecido. Las pérdidas de suministros serán soportadas por todos los consumidores. Es por ello que en la UE es menos necesario la existencia de un mercado integrado para garantizar el correcto abastecimiento. Sobre estas cuestiones son de gran utilidad las siguientes publicaciones, Energy Intelligence Group, *The international crude oil market handbook*, (2010) y especialmente International Energy Agency (IEA), *Putting a price on energy: International pricing mechanisms for oil and gas*, 2007 y su actualización, IEA, *Putting a Price on Energy: Oil Pricing Update*, 2011 y SÁNCHEZ ORTEGA A., *Poder y seguridad energética en las relaciones internacionales*, REUS, Madrid, 2012.

diversificación a sus suministros energéticos, especialmente en Asia central y el Cáucaso. Además, Rusia, con la connivencia de muchos Estados miembros (EEMM) de la UE ha potenciado la interconexión energética directa UE-Rusia, que, a pesar de evitar los problemas de tránsito con Ucrania y Bielorrusia, incrementa la dependencia de Rusia en la medida en que desincentiva la creación de nuevas rutas europeas⁴. Pero también, es necesario tener en cuenta que otras regiones en las que la UE ha centrado su interés como el norte de África u Oriente próximo, se ven afectadas por diferentes conflictos que hacen poco viable el desarrollo de los gasoductos, siempre caros y extremadamente sensibles.

En este estado de situación, en el que el desarrollo de nuevos ejes de abastecimiento de gas a Europa se encuentra en una encrucijada, es donde surgen dos opciones a las que se debe prestar atención puesto que pueden contribuir a mejorar la seguridad energética de la UE. La primera de ellas, está vinculada al espectacular incremento de la producción de gas natural de la mano de nuevas técnicas, como el *fracking*, que permiten la explotación de yacimientos de gas no convencionales lo que está incrementando el interés por potenciar las infraestructuras que permiten introducir gas natural licuado (GNL) en el sistema europeo. La segunda, está relacionada con el cambio político con las relaciones con Irán. Tras muchos años de desencuentros entre la UE e Irán con motivo de su programa nuclear y la adopción de sanciones contra este país, los acuerdos de Ginebra de 2013 y el levantamiento de las sanciones en enero de 2016, abren la posibilidad de que Irán pueda desarrollar su industria energética y acceder a los mercados internacionales de energía, hasta ahora impedido en gran medida por las sanciones internacionales. En este contexto, España, dada su posición geográfica y sus infraestructuras para recibir GNL, destaca entre los países de la UE. Por lo que España e Irán se pueden convertir en los nuevos ejes de diversificación que permitan la entrada de nuevos recursos gasísticos a la UE.

Para analizar estas cuestiones, además de esta introducción, el siguiente trabajo se divide en tres apartados. En el segundo, se pretende analizar cuál es la situación actual y futura del abastecimiento y producción de energía, especialmente de gas, en la Unión Europea. El objetivo es determinar en qué medida las actuales previsiones dibujan un escenario dónde la seguridad energética de la UE y por ende el abastecimiento de exterior se dirige hacia una situación más complicada que la actual. Además, se analizará cómo algunos de los esfuerzos adoptados por la Unión, especialmente en lo que respecta al abastecimiento exterior, no han dado los frutos esperados. El tercer apartado trata de introducir cómo la participación, de lo que hemos denominado ejes español e iraní, pueden contribuir a mejorar el abastecimiento de gas en la UE. En este análisis se tienen en cuenta tanto las ventajas y oportunidades de dichos ejes como sus límites. En este aspecto, las cuestiones de carácter técnico pero también político tienen una destacada incidencia en la materialización de dichos ejes. Por último, encontramos un apartado de conclusiones donde teniendo en cuenta los resultados de la investigación hemos tratado de determinar cuál sería el impacto de los ejes de abastecimiento propuestos para la UE en el corto y medio plazo. Para la realización de este trabajo hemos realizado una revisión de la

⁴ Como ha quedado recogido ya en la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. Estrategia Europea de la Seguridad Energética, COM (2014) 330 final, p. 7.

bibliografía sobre la cuestión de la seguridad energética, especialmente en el ámbito europeo, además de diferentes documentos y normas emanadas por la UE y que tienen una estrecha vinculación con el objeto de estudio. Además, para determinar la situación actual y la evolución de la producción y demanda de energía hemos utilizado fuentes de solvencia contrastada como las publicaciones de la Agencia Internacional de la Energía y otras como las de *British Petroleum*, o Enagás, así como diferentes artículos publicados por revistas y centros especializados, como el *Oxford Institute for Energy Studies*, *Natural Gas Europe* y *Energy Policy*, entre otros.

II. LA REALIDAD GEOENERGÉTICA DE LA UE

La UE presenta una complicada situación energética. Así, mientras que ocupa el tercer puesto a nivel mundial, por detrás de China y los EEUU, en lo que respecta al consumo, es el mayor importador mundial de energía: 53% de las necesidades energéticas⁵. Su dependencia exterior es más alarmante en lo que respecta al gas natural y el petróleo - 65% y 87% respectivamente- mientras que las previsiones manejan escenarios de aumentos sostenidos de la dependencia en casi todas las fuentes de energía⁶. Pero existe otro elemento que complica aún más esta situación y que se deriva de la concentración de los suministros de estos hidrocarburos. Cuatro países, Rusia, Noruega, Arabia Saudita y Nigeria suponen el 62% de las importaciones de petróleo. En el caso del gas, Rusia, Noruega y Argelia suministran el 81%, cuestión aún más preocupante por la realización del abastecimiento en gran parte mediante gasoducto, lo que dificulta la reposición de las pérdidas de suministro. Esta concentración de los abastecimientos se torna más peligrosa si tenemos en cuenta que muchas de las regiones de las que dependemos se han visto sacudidas por convulsiones como: primaveras árabes, conflictos armados endémicos en Oriente próximo, “guerras del gas” y otros conflictos entre Rusia y Ucrania –sin olvidar la guerra civil que se está produciendo en esta última- y, además, por la alta dependencia energética respecto de Rusia, que ha demostrado una clara tendencia a usar el abastecimiento energético como elemento de poder en el exterior⁷. Pero además, la actuación de Moscú también puede socavar la consecución del mercado interior de la energía, como veremos, objetivo prioritario de la UE⁸.

⁵ European Commission, *Energy in figures, Statistical pocketbook 2015*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2015, p. 24.

⁶ Se especula que en 2030 el total de la energía importada por la UE fluctúe entre el 60 y el 70%. En cambio, esta sería de 84% para el gas natural, el 95% para el petróleo y el 63% para los combustibles sólidos. Véase, European Commission, *European Energy and Transport. Trends to 2030*, update 2009, Luxembourg, Directorate General for Energy and Transport, Publications Office of the European Union, 2010.

⁷ En torno al 39% del gas y el 34% del petróleo importado por la UE proviene de Rusia. Los datos de las importaciones europeas pueden verse en: European Commission, *Energy in figures, Statistical pocketbook 2015*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2015. Sobre la instrumentalización de la energía en la acción exterior de Rusia, véase, SÁNCHEZ ORTEGA, A., *Rusia. El poder y la energía*, Plaza y Valdés, Madrid, 2014.

⁸ En la medida en que controla redes de transporte y distribución de gas en Europa ha tratado de no aplicar la legislación europea que permite la competencia en el sector. Comunicación de la Comisión al

Para complicar aún más la situación, la crisis de Ucrania de 2014, el intervencionismo ruso en este conflicto y la anexión de Crimea han provocado un distanciamiento político entre Moscú y la UE, lo que afecta a sus relaciones energéticas. De esta forma, la UE ha adoptado una serie de sanciones contra Rusia, que si bien no afectan a las importaciones directas de energía, sí tienen, entre otros objetivos, el de afectar a su industria energética⁹. Por su parte, Rusia ha emprendido una estrategia de diversificación de sus exportaciones energéticas, lo que la está provocando un cambio en el eje de interés de Europa hacia China. Esta situación puede otorgar una mayor autonomía política de Rusia frente a Europa, ya que disminuye su dependencia de los mercados energéticos europeos, lo que viene a alterar la interdependencia que ha regido durante mucho tiempo las relaciones energéticas entre ambas¹⁰. Estas acciones no han encontrado al día de hoy una alternativa real del lado Europeo, que mantendría la dependencia de Rusia¹¹.

Parlamento Europeo y al Consejo. Estrategia Europea de la Seguridad Energética, COM (2014) 330 final, p. 7 y 21. Véase además: Decisión nº 994/2012/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 por la que se establece un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía, DO L 299/13 y Directiva 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 211/94.

⁹ En el ámbito energético las sanciones de la UE afectan especialmente a la capacidad de financiación de sus empresas energéticas y a su sector petrolífero, al que además se le impide el acceso a servicios y bienes europeos. Decisión 2014/512/PESC del Consejo de 31 de julio de 2014, relativa a medidas restrictivas motivadas por acciones de Rusia que desestabilizan la situación en Ucrania, DO L 229/13 de 31/07/2014, Decisión 2014/659/PESC del Consejo de 8 de septiembre de 2014 por la que se modifica la Decisión 2014/512/PESC, DO L 271/54 de 12/09/2014 y Decisión 2014/872/PESC del Consejo de 4 de diciembre de 2014 que modifica la Decisión 2014/512/PESC y la Decisión 2014/659/PESC, DO L 349/58 de 05/12/2014. Estas sanciones, que finalizaban el julio de 2014 se han extendido hasta el 23 de junio de 2017. Council of the European Union, Press Release 341/16, 17/06/2016.

¹⁰ Así, en diciembre de 2014, Rusia ha abandonado su proyecto de interconexión con Europa a través del mar Negro mediante la construcción del gasoducto *south stream*. Lo cierto es que el proyecto se encontraba muy avanzado y se habían firmado todos los acuerdos entre Rusia, Bulgaria, Grecia, Serbia, Hungría, Austria y otros Estados involucrados, así como los pertinentes acuerdos entre Gazprom y las compañías nacionales de estos Estados. Su destino principal era el mercado italiano pero se bifurcaba con la idea de llegar a más mercados en el sureste europeo. Con una capacidad prevista de 63 billones de metros cúbicos (bmc). Se usa el billón anglosajón, equivalente a mil millones. Véase: “Russia confirms decision to abandon South Stream”, *euroactiv* 10/12/2014, y PAVEL B., y ØVERLAND I., “The South Stream versus *Nabucco* pipeline race: geopolitical and economic (ir)rationalities and political stakes in mega-projects” *International Affairs* nº 86 2010, pp. 1075–1090. Por otra parte, aunque Rusia ya había firmado importantes acuerdos de suministro de petróleo con China en 2013, en 2014, tras la crisis de Ucrania, se ha producido la firma de nuevos acuerdos para aumentar las exportaciones de gas a China. Esto es algo novedoso puesto que tradicionalmente Rusia había preferido mantener sus exportaciones de gas hacia Europa. Véase: KEUN-WOOK P., Sino-Russian gas and oil cooperation: entering into a new era of strategic partnership? *Working paper Oxford Institute for Energy Studies*, nº 59 April 2015 y STERN J., PIRANI S. y YAFIMAVA K., Does the cancellation of South Stream signal a fundamental reorientation of Russian gas export policy?, *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, January 2015.

¹¹ A pesar de que Europa ha manifestado su interés por reducir la dependencia energética de Rusia, esta situación no parece que vaya a producirse de forma generalizada en la UE. Véase: DICKEL R. y otros, “Reducing European dependence on Russian gas: distinguishing natural gas security from geopolitics”, *Oxford Institute for Energy Studies Paper NG 92*, October 2014.

La preocupación por las cuestiones energéticas es responsable de que la UE haya dado los pasos necesarios para crear una política energética europea (PEE)¹². Esta se ha construido sobre tres objetivos: garantizar el funcionamiento del mercado de la energía; garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión; fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables. Además aparece el objetivo de fomentar la interconexión de las redes energéticas, que, más que ser un fin en sí mismo, contribuye a reforzar los dos primeros objetivos gracias a sus dimensiones interna y externa¹³. Pero, independientemente de su redacción, el principal problema al que se enfrenta la PEE es el de garantizar la seguridad energética de la UE mediante el abastecimiento exterior de petróleo y gas natural en un contexto en el que la energía adquiere una importancia que trasciende el ámbito económico convirtiéndose en una cuestión vital de las relaciones internacionales como recurso de poder¹⁴.

1. El abastecimiento exterior. Los corredores energéticos

La UE trata de desarrollar una estrategia energética exterior de corte global cuyo principal objetivo es favorecer la cooperación internacional para llegar a acuerdos con Estados productores, de tránsito y consumidores de tal forma se pueda impulsar la creación de un mercado energético global y, en su defecto, promueve además una cooperación bilateral y multilateral con los Estados de su entorno cuyo objetivo es la integración de los mercados energéticos¹⁵. Una de las consecuencias más importantes de estos acuerdos, y cuestión fundamental para asegurar el abastecimiento energético, es el desarrollo de las infraestructuras energéticas que hagan posible la interconexión de los mercados y permitan la diversificación en los suministros de gas.

En la actualidad, los gasoductos con destino a la UE están diversificados en tres corredores: Corredor Septentrional desde Noruega, Corredor Oriental desde Rusia, Corredor Mediterráneo desde África. Por lo tanto, sus esfuerzos se han dirigido a desarrollar un nuevo eje de abastecimiento: el Corredor Meridional. Este corredor se concibió para unir directamente mediante gasoductos la UE con la cuenca del mar Caspio y Oriente próximo, donde se encuentran en la actualidad más del 49% de las

¹² Esta encuentra su fundamento jurídico en el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

¹³ Véase: Comunicación de la Comisión, “Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 –Esquema para una red de energía europea integrada”, COM (2010) 677 final, 17/11/2010 (Anexo) y Reglamento (UE) N° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, DO L 115 de 25/4/2013.

¹⁴ Esta cuestión es ampliamente abordada en, WENGER A., ORTTUNG R., y PEROVIC J., eds, *Energy and the transformation of international relations. Toward a new producer-consumer framework*, Oxford University Press, 2009 y SÁNCHEZ ORTEGA A. 2012. Para el caso concreto de la UE, véase, CORRELJÉA A., y VAN DER LINDE C., “Energy supply security and geopolitics: A European perspective”, *Energy Policy*, n° 34, 2006, pp. 532–543.

¹⁵ La información relativa a la acción exterior de la UE en materia de energía se encuentra en el sitio web: http://ec.europa.eu/energy/international/index_en.htm. véase, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional “La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras” SEC (2011) 1022 final.

reservas de gas -frente al 17% de Rusia-¹⁶. Se esperaba que estos yacimientos, más próximos que los rusos, pudiesen aportar entre el 10% - 20% del consumo europeo para 2020. Para que ello sea posible la cuestión más delicada es el tendido de los gasoductos en zonas muy sensibles por el alto riesgo derivado de su situación geopolítica. La concreción material del Corredor Meridional, ha provocado que a lo largo de este periodo se hayan barajado diferentes proyectos -*Nabucco*, ITGI, SEEP y *white stream*-prevaleciendo en la actualidad el TAP¹⁷.

A pesar del acuerdo para la construcción del TAP¹⁸, el Corredor Meridional se enfrenta a importantes desafíos que pueden impedir que se convierta en una ruta de diversificación significativa. El primero de ellos está relacionado con la compleja

¹⁶ Los Estados con los que la UE ha planteado la interconexión son Azerbaiyán, Turkmenistán e Irak, que suman el 12% de las reservas, por lo que la UE espera que “no obstante, si lo permiten las condiciones políticas, el suministro procedente de otros países de la región podría representar una significativa fuente de abastecimiento adicional para la UE”, lo que claramente parece apuntar a Irán que es el segundo Estado por volumen de reservas de gas natural. Además de los ductos, la UE también planea fomentar el desarrollo de infraestructuras que permitan importar GNL de Oriente próximo y abastecer a los gasoductos, véase, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de Las Regiones “Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 – Esquema para una red de energía europea integrada”, COM (2010) 677 final.

¹⁷ Todos estos gasoductos tienen el mismo objetivo, transportar el gas azerí del yacimiento de Shah Deniz I y II y si se llegase a un acuerdo, el de las repúblicas de Asia central hacia Europa. El *Nabucco* es el origen del Corredor Meridional. Su objetivo era el de traer el gas de Azerbaiyán, pero también el de Asia central y Oriente próximo hacia Centroeuropa, pero el coste del proyecto, las cuestiones geopolíticas y las dudas acerca de la disponibilidad de gas necesario para alimentarlo han hecho inviable su creación. Es por ello que se presentaron alternativas como el South-East Europe Pipeline, que sería una versión reducida del *Nabucco*. Por otra parte, el ITGI – Turkey-Greece-Italy interconnector- y el TAP –trans Adriatic pipeline- competían por llevar el gas a Grecia y a Italia por diferentes recorridos. La crisis de Grecia ha favorecido que el TAP, impulsado en su origen por los EEUU y liderado por BP y SOCAR, haya sido elegido por los azeríes. El *white stream*, plantea la posibilidad de traer el gas por Ucrania, lo que implica una conexión con Georgia a través del mar Negro. Véase: KANDIYOTI K., *Powering Europe: Russia, Ukraine, and the Energy Squeeze*, Palgrave Macmillan, 2015, pp. 66-82, UMBACH F., “Global energy security and the implications for the EU” *Energy Policy*, nº 38 (3) 2010 pp. 1229-1240, BILGIN M., “Geopolitics of European natural gas demand: Supplies from Russia, Caspian and the Middle East”, *Energy Policy*, nº 37 (11) 2009, pp. 4482-4492 y PFLÜGE F., “The southern gas corridor: Reaching the home stretch”, *European Energy Review*, January 2012.

¹⁸ El TAP fue designado en junio de 2013 por el consorcio que explota el yacimiento de Sha Deniz como la ruta elegida para transportar el gas a Europa. Aunque nos referimos a él como TAP, lo cierto es que son tres gasoductos conectados entre sí. Así encontramos el propio TAP entre Italia, Albania y Grecia, el TANAP – trans anatolian natural gas pipeline, a través de Turquía y el SCP - south caucasus pipeline- que conecta con los yacimientos de gas en Azerbaiyán. Cuando esté terminado, para 2019, transportará 16 bcm anuales, de los cuales 6 serán para Turquía y 10 para los mercados de Grecia e Italia. Véase, BP, *Shah Deniz 2 and Opening of the Southern Corridor*, disponible en: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Press/shah_deniz_2_brochure_english.pdf. Aun entendiendo que el TAP es un aporte extra en los abastecimientos europeos, su construcción tiene una serie de efectos negativos. En primer lugar ha supuesto la partida de defunción del *Nabucco*. En segundo lugar, no tiene la capacidad de suponer por sí solo una fuente de diversificación importante. Y, por último, no abastece a países que tienen una alta dependencia de Rusia, lo que puede explicar su elección teniendo en cuenta los intereses de Azerbaiyán y las empresas que explotan Sha Deniz con Rusia, véase, LOSKOT-STRACHOTA A., y LASOCKI J., “End of Nabucco – end of Southern Gas Corridor?”, *Energy Post*, June 2013, y RONCERO J. M., y SAN MARTÍN E., “Nabucco’s coup de grâce” *Expert Comment*, Real Instituto Elcano 71/2013 de 12 de noviembre,.

geopolítica del Cáucaso. Las costosas obras de infraestructura han de atravesar zonas en las que persisten conflictos que están lejos de resolverse –además existe un interés de Rusia en mantenerlos para evitar rutas energéticas que la bordeen¹⁹-. Para conectar Azerbaiyán con Europa, los gasoductos han de atravesar Georgia, que mantiene abierto el conflicto con los enclaves independentistas de Osetia del Sur y Abjasia, que cuentan con el apoyo de Rusia. Azerbaiyán se encuentra, a su vez, en conflicto con Armenia por el territorio de Nagorno Karabaj, que de recrudescerse podría convertir a los ductos que soportan la economía azerí en objetivo bélico. También existen otros problemas a la hora de conectar los gasoductos con Asia central a través del Caspio, derivados de la cuestión del status jurídico de dicho mar y otras cuestiones que siguen impidiendo el acuerdo entre las partes²⁰. Por otra parte, el ramal sur del Corredor Meridional, aquel que traería los recursos de Oriente próximo e incluso de Egipto, ha de atravesar los territorios kurdos de Turquía además de Irak y Siria, lo que siempre ha sido una cuestión difícil y, en la actualidad, tras la aparición del estado islámico algo totalmente imposible. Todas estas cuestiones hacen difícil atraer el capital necesario para su realización.

El segundo gran desafío es el planteado por Rusia. De sobra es conocido que Moscú ha hecho lo posible para mantener alejadas a las demás repúblicas ex soviéticas del mercado energético europeo, maná de su destacado crecimiento económico. Además de mantener y alentar algunos conflictos, Rusia también ha lanzado una serie de ductos propios que desincentiven el interés económico y político en rutas alternativas. Estos han tenido diferentes escenarios. En primer lugar, en Asia central ha llegado a acuerdos con las repúblicas con importantes reservas energéticas -Turkmenistán, Kazajistán y Uzbekistán- para desarrollar nuevos ductos, potenciar los existentes, además de diferentes acuerdos en materia energética para seguir manteniéndose como principal ruta de exportación de los recursos de la región y alejarlas de los mercados occidentales²¹. En segundo lugar, Moscú ha diseñado una estrategia de interconexión

¹⁹ Véase, SÁNCHEZ ORTEGA., 2014, pp. 121 y ss.

²⁰ Aquí Rusia también juega un importante papel ya que junto con Irán siguen manteniendo que el Caspio es un mar interior, por lo que se requeriría del acuerdo de todos los Estados limítrofes para el despliegue de ductos que interconecten ambas orillas, frente a la postura defendida por los demás Estados que lo consideran un lago, lo que permitiría a Turkmenistán y a Azerbaiyán desplegar los ductos entre sus costas y poder, de esta forma, exportar el gas y petróleo directamente a Europa sin tener que atravesar por el territorio y las condiciones de Rusia. Pero también, Moscú se ha opuesto a la construcción de ductos a través del Caspio por cuestiones medioambientales, algo muy acorde con su forma de hacer las cosas, mientras que, no hay que olvidar, Azerbaiyán prefiere desarrollar sus propios yacimientos en lugar de ser la puerta de entrada del abundante gas turkmeno. Sobre estas cuestiones véase: PIRANI S., “Central Asian and Caspian Gas Production and the Constraints on Export”, *Oxford Institute for Energy Studies Paper* NG 69, October 2012 y GIMÉNEZ I., *El nuevo gran juego en Asia central. Geopolítica en el Mar Caspio*, Madrid, Editorial Popular 2009, pp. 50-57.

²¹ El acuerdo entre Rusia y las repúblicas de Asia central para el desarrollo del oleoducto Caspian pipeline consortium, el gasoducto Caspian litoral pipeline –ambos con participación mayoritaria de Rusia- y los acuerdos de suministro entre Rusia y Turkmenistán de gas de 2003 desincentivaron, en parte, el interés de estas repúblicas por sortearla. Además firmaron acuerdos de suministro de gas y petróleo con China que las alejan de los mercados europeos. Véase: BABALI T., “Prospects of export routes for Kashagan oil”, *Energy Policy* n° 37 , 2009, pp. 1301 y ss, “Turkmenistan: an exporter in transition” en PIRANI S., ed, *Russian and CIS markets and their impact on Europe*, Oxford University Press, Oxford, 2009, pp. 271-315, IEA, “Perspectives on Caspian Oil and Gas Development” *Working Paper Series*, December 2008 y

directa con los mercados gasísticos turco y europeo que reducen el interés y el incentivo a la hora de desarrollar otros proyectos, especialmente si éstos plantean serias incertidumbres como en el caso del Corredor Meridional. Además, en esta estrategia Rusia ha buscado la connivencia de los EEMM de la UE, cuyas empresas participan junto con Gazprom, que retiene la mayor parte de las participaciones en el desarrollo y explotación de estos gasoductos, lo que sustrae apoyos en el seno de la UE para la diversificación respecto de Rusia²².

La suma de todos estos elementos que acabamos de enunciar, pero especialmente la insuficiencia de Azerbaiyán para abastecer proyectos de mayor envergadura hace que en la actualidad los únicos proyectos viables dentro del Corredor Meridional sean los que conectan con Azerbaiyán, en la actualidad solamente el TAP. En el mejor de los casos, éste, supondría el aporte de 10 billones de metros cúbicos (bmc) anuales, lo que significa entre un 2% del consumo actual de gas de la UE; muy lejos de los objetivos iniciales²³.

III. LAS POTENCIALIDADES Y LOS LÍMITES DE ESPAÑA E IRÁN COMO EJES DE DIVERSIFICACIÓN DEL GAS EUROPEO

Ante la encrucijada descrita en el apartado anterior, la UE está, por un lado, incrementando su capacidad para la importación de GNL y el almacenamiento de gas²⁴. Es, en el primero de estos aspectos -importaciones de GNL- donde España puede cobrar

IONELA I., "China's energy strategy in central Asia: interactions with Russia, India and Japan" *UNISCI Discussion Papers*, nº 24, 2010.

²² Como es recogido por la propia estrategia europea de la seguridad energética, donde además se señala que estas actuaciones pueden afectar de manera negativa a la seguridad energética de otros miembros. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. Estrategia Europea de la Seguridad Energética, COM (2014) 330 final, p. 10. En este sentido, encontramos que el *nord stream* que conecta Alemania y Rusia, el *blue stream*, entre Turquía y Rusia y el, ahora abandonado, *south stream*, entre Rusia y Bulgaria, se convierten en serios rivales del Corredor Meridional. El *nord stream* puede entregar hasta 55 bmc de gas anuales, lo que casi duplicaría la capacidad del *Nabucco* -30 bmc- y si se construye la tercera línea podría, por sí sólo, abastecer toda la demanda de gas de Alemania, aunque además del mercado germano abastece al británico, al francés y al danés, entre otros.. El *blue stream*, por su parte, con una capacidad de 16 bmc, se construyó con el propósito de abastecer al mercado turco sin necesidad de atravesar Ucrania, Moldavia, Rumanía y Bulgaria. Sobre estas cuestiones, véase, KANDIYOTI R., *Pipelines: Flowing Oil and Crude Politics*, I. B. Tauris & Co Ltd, London, 2008. y GIAMOURIDIS A., y PALEOYANNIS S., "Security of gas supply in south Eastern Europe: potential contribution of planned pipelines, LNG and storage", *Working Paper*, Oxford Institute for Energy Studies nº 52, 2011 y ROTT W., "Nord Stream: piping through the Baltic Sea" *Pipeline International*, September 2009, pp. 33-39.

²³ Se ha previsto una ampliación de su capacidad hasta los 20 bmc más allá de 2020, opción que ha cobrado fuerza tras la crisis entre Ucrania y Rusia. HAFNER M.: "The southern gas corridor and the EU gas security of supply: what's next?" 28 March 2015. A pesar de lo cual existen dudas de que esto pueda lograrse. Véase: PIRANI S., "Azerbaijan's gas supply squeeze and the consequences for the Southern Corridor", *Oxford Institute for Energy Studies Paper*, NG 110, July 2016.

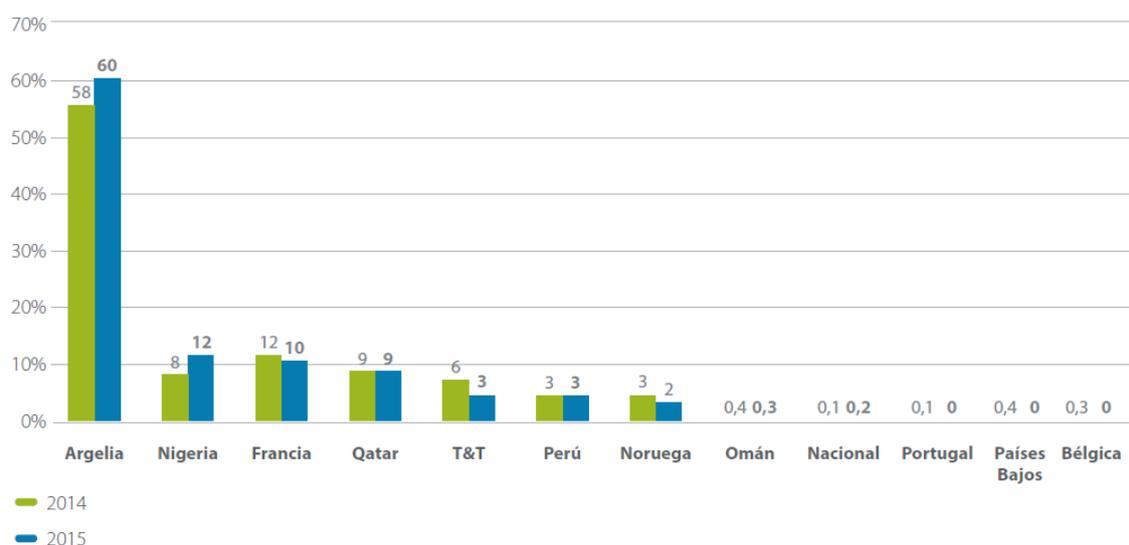
²⁴ Esta actuación aparece en la estrategia europea de la seguridad energética, pero es desarrollada en: Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones sobre una estrategia de la UE para el gas natural licuado y el almacenamiento del gas, COM(2016) 49 final, 16.2.2016.

importancia como eje de diversificación, gracias a sus infraestructuras y a su posición geográfica. Por otro lado, tras el nuevo marco de relaciones políticas con Irán, cabe la posibilidad de que este Estado pueda contribuir con nuevos suministros tanto de petróleo como de gas al abastecimiento europeo. El objetivo de los siguientes apartados de este trabajo será analizar tanto las potencialidades de España e Irán en materia energética como las incertidumbres y límites de ambos ejes de diversificación.

1. El eje español. El GNL como fuente de diversificación

España presenta una de las mayores dependencias exteriores en materia de abastecimiento energético en la UE²⁵. A pesar de lo cual, y para el caso del gas natural donde hemos centrado nuestro análisis, esto no redundará en una mayor vulnerabilidad de España frente a sus socios europeos. En efecto, además de la dependencia exterior, para comprender los riesgos que se derivan de ésta, hay que tener en cuenta la cuestión de la diversificación de los suministros. En este sentido España es el país de la UE que cuenta con una mayor diversificación en sus suministros de gas natural²⁶.

Figura nº 1. Porcentaje de la diversificación del suministro de gas en España en 2015



Fuente: Enagás, *El sistema gasista español. Informe 2015*.

A pesar de que el gráfico destaca la alta dependencia del gas argelino, debida a su precio más competitivo, la diversificación de los abastecimientos de nuestro país es muy elevada; de nueve a once suministradores y no importa gas ruso²⁷. Ello es posible

²⁵ Mientras que la dependencia energética media del exterior de la UE se sitúa en el 53% para España es del 73%. En lo que respecta al petróleo y gas natural, la UE presenta una dependencia del 86% y 65%, respectivamente, mientras que España el 96% y 99%. Fuente: Eurostat.

²⁶ Véase: European Commission: "Member States' Energy Dependence: An Indicator-Based Assessment", *Occasional Papers* nº 145, April 2013.

²⁷ La diversificación de los suministros de gas en el caso español es sólo superada por Japón y Corea del Sur. IEA, "Gas Emergency Policy: Where do IEA Countries Stand?", *Information Paper*, 2011.

gracias a que España, además de poseer gasoductos internacionales, cuenta con un alto desarrollo de las infraestructuras que nos permiten recibir GNL –regasificadoras-, lo que abre nuestro abastecimiento a un mercado muy internacionalizado y en rápida expansión. De hecho, esta situación nos permite, llegado el caso, poder abastecer plenamente nuestra demanda mediante GNL, lo que nos libera de los problemas asociados a las pérdidas de abastecimientos de los gasoductos. Esta elevada capacidad a la hora de recibir suministros mediante GNL nos ha permitido, incluso, convertirnos en el mayor re-exportador del gas a nivel mundial. Así, nuestro país, dado el alza del precio del GNL en los mercados asiáticos y latinoamericanos, el descenso de la demanda interna en un 25% desde 2008 y en virtud de las cláusulas *take or pay*, ha podido revender parte del gas que importamos a países de estas regiones²⁸. Por lo que España presenta una envidiable situación en lo que respecta la seguridad de abastecimiento de gas natural²⁹.

Las circunstancias que han llevado a esta situación nacen de la necesidad de abastecer a España de gas que, a pesar de ser parte del continente europeo, ha estado tradicionalmente desconectada de las redes de abastecimiento de gas y electricidad de nuestros socios; denominándose en múltiples ocasiones como una isla energética. En este contexto, España apostó desde muy pronto por el desarrollo de plantas de regasificación de GNL para garantizar su abastecimiento. En la actualidad, España cuenta con seis terminales de regasificación, situadas en Barcelona, Cartagena, Bilbao, Huelva, Sagunto, y Mugaros, que pueden suministrar hasta 60 bcm al año, mientras que se encuentran en desarrollo tres nuevas plantas en Musel, Tenerife y Gran Canaria, que aportarían otros 26 bcm al sistema. Además, nuestro país cuenta con conexiones mediante gasoductos con el norte de África, Francia y Portugal, que pueden entregar cerca de 26 bcm de gas anual³⁰.

En lo que respecta a las instalaciones de GNL hay que decir que España es, con el 36.5% del total, líder europeo en infraestructuras de regasificación y el principal importador de la UE. Ello a pesar de que en los últimos años se ha producido un importante descenso de las aportaciones del GNL a nuestro sistema³¹. En efecto, como

²⁸ El máximo llegó en 2014 con una reexportación de 8.2 bcm. En 2015 esta situación se ha reducido. Véase: IEA, *Energy Policies of IEA Countries 2015 Review. Spain*, 2015, pp. 78-79.

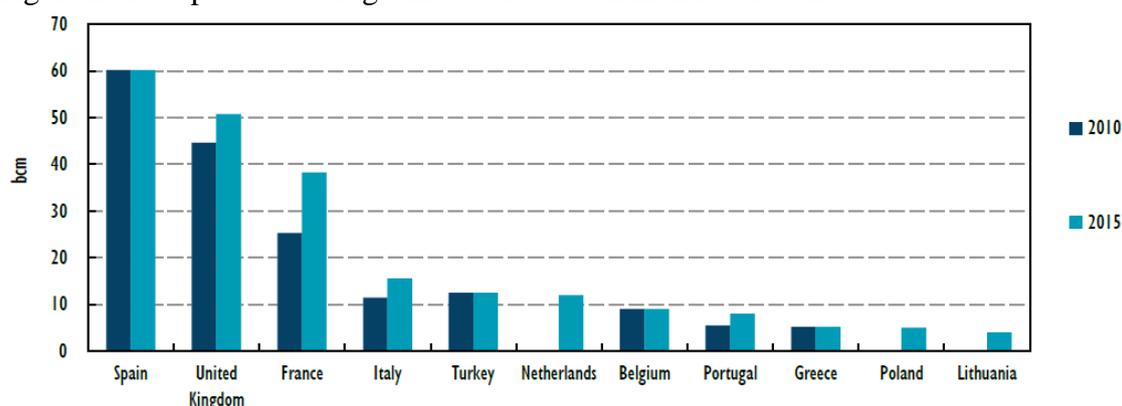
²⁹ Consecuencia de la legislación española es este sentido, Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, BOE núm. 312, sábado 29 diciembre 2007, 53769. Dicho texto impone la necesidad de diversificar los suministros impidiendo que ningún suministrador aporte más del 50% de los suministros gaseosos.

³⁰ CEER: “Status Review and evaluation of access regimes at LNG terminals in the EU” *Council of European Energy Regulators*, ASBL C12-LNG-15-03, 12 March 2013 e IEA, *Energy Policies of IEA Countries 2015 Review. Spain*.

³¹ En torno al 35% del total del GNL de la UE. En la actualidad, las importaciones de GNL en España se han situado en el 46% del total. A pesar de lo cual, no hay que olvidar que hasta el año 2010 el porcentaje de GNL osciló entre el 70-75% de las importaciones. Mientras, en 2014, la UE importó menos del 20% del gas que consume mediante GNL, lo que supone un importante incremento respecto de los años anteriores, aunque en la actualidad ha decrecido su importancia. La distribución de las infraestructuras para recibir GNL son dispares dentro de la UE, concentrándose en su mayoría en España, a la que la

ya se ha comentado, el precio más alto del GNL en otros mercados, el descenso del consumo de gas en España, pero también la mayor competitividad del gas importado por gasoductos, especialmente el importado desde Francia y Argelia están provocando una infrautilización de las regasificadoras españolas; en 2015 funcionaron al 25% de su capacidad³². Es por ello que España tiene un destacado potencial para ayudar a la diversificación energética en Europa. Para que esto sea una realidad existen una serie de ventajas, pero también de inconvenientes sobre los que es necesario detenerse con el objetivo de poder reflejar con la mayor exactitud posible la potencialidad de nuestro país en este sentido.

Figura nº 2. Capacidad de regasificación de los EEMM de la UE



Fuente: IEA, *Medium-Term Gas Market Report 2015*

Entre las ventajas que plantea España, en primer lugar, destacan sus infraestructuras energéticas. Así, las regasificadoras españolas, susceptibles de contribuir al sistema europeo, alcanzarán en los próximos años en torno a los 69 bcm anuales -excluimos por razones obvias las planeadas en Canarias y sumamos a la capacidad actual la entrada en funcionamiento de la planta de Musel y el aumento de la capacidad proyectada para las plantas existentes-. A lo que habría que sumar los 20 bcm anuales aportados por los gasoductos que traen gas desde Argelia -no se tienen en cuenta los que nos conectan con Portugal ni con Francia-. Por todo ello, estaríamos en condiciones de afirmar que las infraestructuras de importación de gas a España contarían con una capacidad estimada de unos 90 bcm anuales. Si tenemos en cuenta que en 2015 España importó en torno a 32 bcm de gas para sus necesidades, existirían casi 60 bcm de capacidad ociosa del

siguen el Reino Unido, Francia, Portugal, Bélgica y Grecia, mientras que los Estados del centro y este de la UE no cuentan con estas instalaciones, por lo que prácticamente dependen del gas ruso -en 2015 entró en funcionamiento las instalaciones de Swinoujscie en Polonia, que si bien plantea problemas de viabilidad económica es fundamental para garantizar la seguridad del abastecimiento en Polonia y los Estados Bálticos. Los principales suministradores de GNL de la UE son Qatar 52%, Argelia, 20%, y Nigeria 18%. Véase, IEA, *Medium-Term Gas Market Report 2015*, SUSSANNE N., "Oil and gas delivery to Europe: an overview of existing and planned infrastructures", *Gouvernance Européenne et Geopolitique de L'énergie* nº11, Institut Français des Relations Internationales, Paris, les études, Janvier 2011, pp. 57 y ss. y *BP Statistical Review of World Energy*, June 2016.

³² Esta cifra viene decreciendo de manera constante desde el 70% alcanzado en 2008 hasta el 24% de 2014. Enagás, *El sistema gasista español. Informe 2015*. Mientras, que en 2014 para el total de Europa fue del 20%. Véase: IEA, *Medium-Term Gas Market Report 2015*, p. 177.

sistema que podría contribuir al suministro europeo³³. Esta capacidad doblaría la del gasoducto *Nabucco* -objetivo maximalista del Corredor Meridional- y la equipara con el *nord stream*. Además, si tenemos en cuenta que Rusia exportó 123 bmc de gas a Europa en 2015 y que el 40% -50 bmc- de ese suministro llegó a través de Ucrania³⁴, es posible apreciar rápidamente las posibilidades que ofrece la vía española.

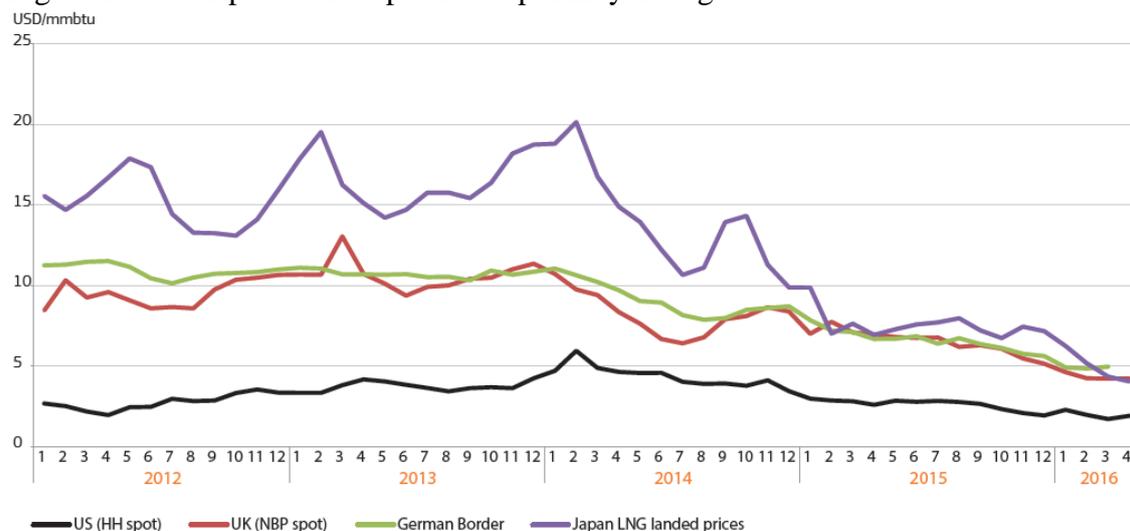
En segundo lugar, existe otro elemento que beneficia las importaciones de gas a través de España. Este no es otro que la cuestión de los precios. Durante una gran parte de su historia, el GNL ha sido menos competitivo que el gas de gasoducto, siendo en muchos casos la vía elegida por países que no podían abastecerse por gasoducto -Japón, Corea del Sur o incluso España-, o una alternativa para diversificar los suministros de gas. En términos generales el precio del GNL en España ha mantenido precios bajos comparados con los mercados asiáticos, pero menos competitivos respecto a los suministros europeos por gasoducto. En cambio, en los últimos dos años, por cuestiones que serían demasiado complejas para tratar aquí y que están relacionadas con el aumento de la producción de gas no convencional, el abaratamiento de la tecnología del GNL, la creación de mercados abiertos y la desvinculación de la indexación al petróleo³⁵, se está produciendo una convergencia a nivel mundial de los precios del gas en diferentes mercados que afecta también al GNL, cuyos precios se están equiparando al del gas por gasoducto. Lo que sin duda, junto con otras cuestiones que trataremos más adelante, van a potenciar el comercio de GNL en los próximos años.

³³ Véase: Enagás: *El sistema gasista español. Informe 2015*. Hay que tener en cuenta que en la actualidad el consumo de gas en España se sitúa en mínimos recientes. Pero, a pesar de ello, en 2008, año record en consumo de gas nuestro país, consumió en torno a 37.5 bmc, lo que con la capacidad actual dejaría aún más de 53 bmc de capacidad ociosa. Pero hay que tener en cuenta que, dado el escaso crecimiento económico previsto para nuestro país, parece difícil que recuperemos esas tasas de consumo en el corto plazo

³⁴ Curiosamente, aunque el tránsito a través de Ucrania se resintió por el conflicto con Rusia, a finales de 2015 se ha recuperado a los niveles previos a la crisis. Véase: European Commission, *Quarterly Report. Energy on European Gas Markets*, Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 9, 2016.

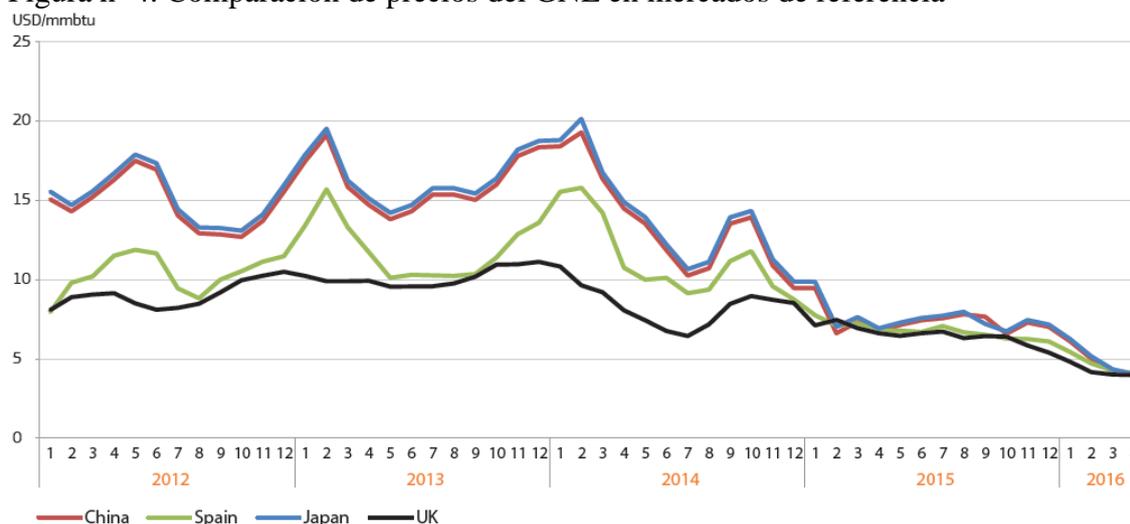
³⁵ Sobre esta cuestión recomiendo los análisis realizados por el Oxford Institute for Energy Studies. Véase especialmente: STERN J. y ROGERS H., “The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players”, *Oxford Institute for Energy Studies Paper*, NG 94, 2014, HEATHER P., “The evolution of European traded gas hubs”, *Oxford Institute for Energy Studies Paper*, NG 104, 2015 y ROGERS H., “The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets”, *Oxford Institute for Energy Studies Paper*, NG 99, 2015.

Figura nº 3. Comparación de precios al por mayor de gas



Fuente: European Commission, *Quarterly Report. Energy on European Gas Markets*, volume 9, 2016.

Figura nº 4. Comparación de precios del GNL en mercados de referencia



Fuente: European Commission, *Quarterly Report. Energy on European Gas Markets*, volume 9, 2016.

Ahora bien, existen una serie de inconvenientes que impiden aprovechar las capacidades españolas. En primer lugar, y como cuestión más relevante, aparece la escasa interconexión de los gasoductos españoles con la red europea. En efecto, España - además de con Portugal, que presenta condiciones similares a las nuestras- sólo está conectada con Francia y los gasoductos existentes permiten entregar escasas cantidades de gas. Así, en la actualidad, España sólo puede entregar a Francia 7.1 bmc al año por medio de los gasoductos Larrau e Irún. Para mejorar esta situación se ha previsto que para 2020 entre en funcionamiento el gasoducto MIDCAT, que elevaría la capacidad

total a 15.1 bcm anuales³⁶. Por lo tanto, incluso con la entrada en funcionamiento de éste último, la vía española ofrecería el 12% de las importaciones actuales rusas.

En segundo lugar, a lo dicho anteriormente se le podría hacer una crítica devastadora en el sentido en que tener las infraestructuras necesarias para ayudar a diversificar las importaciones de gas es una cosa bien diferente a poder proporcionar el gas requerido. Esto, que sin duda es cierto, parece suficiente para hacernos dudar de la capacidad de España para contribuir en mayor medida a la seguridad energética europea y, además, sería caer en el mismo optimismo vacuo en el que incurrió la Comisión Europea durante mucho tiempo respecto al proyecto *Nabucco*; la infraestructura era posible desde el punto de vista técnico, difícil desde el político e imposible desde el punto de vista de la capacidad para abastecerla. Y es que, aún en el caso de que las conexiones con el resto de Europa permitieran usar plenamente la capacidad de regasificación española, el incremento de la demanda de GNL que esto supondría en las actuales condiciones del mercado de dicho recurso supondría un incremento del precio del mismo que desincentivaría el GNL frente al gas ruso.

Como argumento que sostenga las potencialidades españolas hay que decir que en los últimos años se ha producido una auténtica revolución en la explotación de gas y petróleo gracias principalmente a la técnica del *fracking*, que favorecen la explotación de recursos no convencionales y que, a pesar del bajo precio del petróleo actual, van a incrementar en gran medida las cantidades de GNL disponibles en el mercado. Así, salvo en Europa donde se pronostica un descenso en la producción de 25 bcm para 2020 y de más de 80 para 2040, se prevé un incremento de la capacidad de producción de gas en todas las regiones³⁷. De entre todas ellas, está previsto que EEUU, el mayor productor de gas no convencional, se convierta en uno de los principales exportadores de GNL en el mundo, presentando también incrementos muy significativos Australia, Canadá, el este de África e Irán³⁸. En total, está previsto que las exportaciones de GNL crezcan de los 322 bcm en 2013 a los 473 en 2020, mientras que las exportaciones interregionales por gasoducto sólo de 240 a 310 bcm para el mismo periodo. Además, como ya hemos dicho, los avances en las tecnologías de explotación de los recursos no convencionales, así como en licuefacción, transporte y regasificación en materia de GNL, prevén descensos en el precio de éste, lo que sumado a la incorporación de

³⁶ Reglamento Delegado (UE) n° o 1391/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 por el que se modifica el Reglamento (UE) n° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común, DO L349/28, 21/12/2013.

³⁷ El estancamiento del GNL y de la producción de hidrocarburos en Europa, son tratados en: European Commission, *Quarterly Report Energy*; IEA, *World Energy Outlook 2015*, Paris 2015, pp. 193 -227 y HANS-MARTIN, S., HORSFIELD B., y SACHSENHOFER R., "Gas shales in Europe: A regional overview and current research activities", *Petroleum Geology Conference Series*, n° 7, 2010, pp. 1079-1085.

³⁸ El Estado que más va a incrementar sus exportaciones de GNL será Australia, pero en virtud de la alta demanda de los mercados asiáticos parece poco probable que sus exportaciones lleguen a Europa. Lo cual no es óbice para que sus exportaciones incrementen el tamaño del mercado global de GNL, aumentando con ello la seguridad los abastecimientos y la competitividad del GNL. Véase: IEA, *Medium-Term Gas Market Report 2015*, 93-110.

nuevos suministradores contribuirá a mejorar la competitividad del GNL frente al gas natural. Es por ello que, según los pronósticos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la mayor parte de la nueva demanda en Europa se satisfará mediante GNL³⁹.

Según estas previsiones, si se consiguen potenciar las interconexiones españolas con Europa y se sigue avanzando en la creación del mercado único de la energía, es posible ser optimista en cuanto a las posibilidades de aumentar la diversificación energética europea usando el eje español como punto de entrada de nuevos recursos. Hay que tener en cuenta que además de las infraestructuras y una presencia importante en el mercado del GNL, cuenta con una excelente posición geográfica para garantizar su suministro ya que tiene fachadas marítimas al mediterráneo, al atlántico y gasoductos con el norte de África⁴⁰. Sin duda esta situación puede ser interesante en el contexto próximo de la UE donde el descenso de la producción interna de gas y el incremento del consumo - moderado gracias a las políticas de eficiencia energética y la apuesta por energías renovables- provocarán un importante aumento de su dependencia exterior para 2040⁴¹.

2. El eje iraní. Una nueva oportunidad para el Corredor Meridional

Como hemos visto en el segundo apartado, los esfuerzos para desarrollar un Corredor Meridional que pudiese contribuir a mejorar el abastecimiento de la UE han quedado lastrados, lo que ha provocado que en su configuración actual no pueda suponer un aporte de gas significativo al mercado europeo. Por lo tanto, se están volviendo a plantear los objetivos iniciales del gasoducto *Nabucco*, génesis del Corredor Meridional, donde existía un segundo ramal que conectaba con Irán a través de Turquía o incluso que Irán pueda suministrar gas a través de Azerbaiyán⁴². En este sentido no hay que olvidar que la antigua Persia presenta unas condiciones idóneas desde el punto de vista técnico para convertirse en un socio energético de primer orden para la UE y contribuir con ello a conseguir muchos de los objetivos de diversificación energética perseguidos por la Unión.

Lo primero que destaca cuando se analizan las capacidades iraníes son sus ingentes reservas de hidrocarburos. Según las estimaciones más fiables, Irán es el cuarto país por

³⁹ Ibid. pp. 94-95

⁴⁰ En este sentido, la Dirección General para Energía de la Comisión Europea ha encargado informes sobre los beneficios que para la PEE tendría una mayor interconexión de la península Ibérica con el resto de Europa, donde destacan especialmente aquellos que se centran en la potenciación de las conexiones gasísticas. Véase: JORGENSEN P., *Study on the benefits of additional gas interconnections between Iberian Peninsula and the rest of Europe. Final report*, Publications Office of the European Union, Luxemburg, 2016 y JORGENSEN P., *Gas interconnections between the Iberian Peninsula and the rest of Europe. Additional comments to final report*, Publications Office of the European Union, Luxemburg, 2016.

⁴¹ El 83% del consumo esperado para 2040 de la UE deberá ser satisfecho mediante importaciones del exterior. IEA, *World Energy Outlook 2015*, Paris 2015, p. 216.

⁴² Estas posibilidades han trascendido el grado especulativo y han comenzado las conversaciones para explorar la posibilidad de una cooperación UE-Irán en materia energética más allá de la energía nuclear. Véase: Joint Statement on Energy, April 17, 2016, europa.eu/rapid/attachment/...16.../Joint_Statement_Energy.pdf y KALEHSAR O., "Iran-Azerbaijan Energy Relations in the Post-Sanctions Era", *Middle East Policy*, Vol. XXIII, n.º. 1, Spring 2016.

reservas de petróleo, 9.3% y, desde 2015, es el primer país por reservas de gas natural con más del 18% del total, superando por primera vez a Rusia⁴³. En el sector petrolífero, Irán cuenta con una dilatada historia de suministrador y ha mantenido estrechos vínculos energéticos con Europa. En 2010 casi el 3% del petróleo importado por la UE provenía de Irán, para algunos países como España e Italia llegó a suponer el 8% de sus importaciones⁴⁴. Desde esa fecha, tras la aprobación de las sanciones por parte de la UE, las importaciones de petróleo quedaron prohibidas—además de la inversión en su sector energético— y, a pesar del levantamiento de las sanciones en 2016, aún no se han recuperado⁴⁵. En el caso del gas, aunque lo analizaremos con mayor detenimiento más adelante, basta decir que a pesar de sus reservas y de su estimable producción, 192 bcm en 2015, esta se dedica en su práctica totalidad al consumo interno⁴⁶. Las sanciones internacionales han sido un verdadero lastre para el desarrollo de su capacidad productora de gas. Todo ello no es óbice para que en el nuevo escenario Irán pueda potenciar sus exportaciones de gas.

El segundo elemento interesante que presenta Irán como socio energético de la UE es su relativa cercanía. Aunque puede parecer lejano sobre el mapa, es necesario indicar que los yacimientos rusos donde se obtiene la mayor parte del gas que se exporta a la Unión están mucho más lejanos que los iraníes, por lo que los gasoductos rusos tienen un recorrido mayor que el que tendría una conexión UE-Irán. En este sentido hay otro elemento que también juega un papel importante a la hora de desarrollar la interconexión entre ambos. Durante los últimos diez años uno de los caballos de batalla de la seguridad energética en Europa ha estado relacionado con las cuestiones de tránsito. Las difíciles relaciones de Rusia con algunas ex repúblicas soviéticas y la instrumentalización del abastecimiento de la energía por parte de Rusia han provocado cortes en el suministro de gas y, aunque menos frecuentes, de petróleo ruso con destino a Europa, ya sea causado por los países de tránsito —Ucrania en 2009— o como consecuencia de los cortes de suministro de Rusia a estas repúblicas. Estas cuestiones explican el interés de algunos EEMM de la UE y de la propia Rusia en la construcción del *nord stream* y del proyectado *south stream*. En cambio, en el caso de Irán, solamente Turquía sería Estado de tránsito⁴⁷. Hay que destacar que es un importante

⁴³ Existen diferentes publicaciones sobre la cuestión de las reservas energéticas de los Estados. Para las afirmaciones antes expuestas hemos utilizado las elaboradas por British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy*, June 2016.

⁴⁴ European Commission, “Iran EU bilateral trade and trade with the world” *DG Trade statistics*, disponible en: <http://ec.europa.eu/trade/policy/countries-and-regions/countries/iran/>

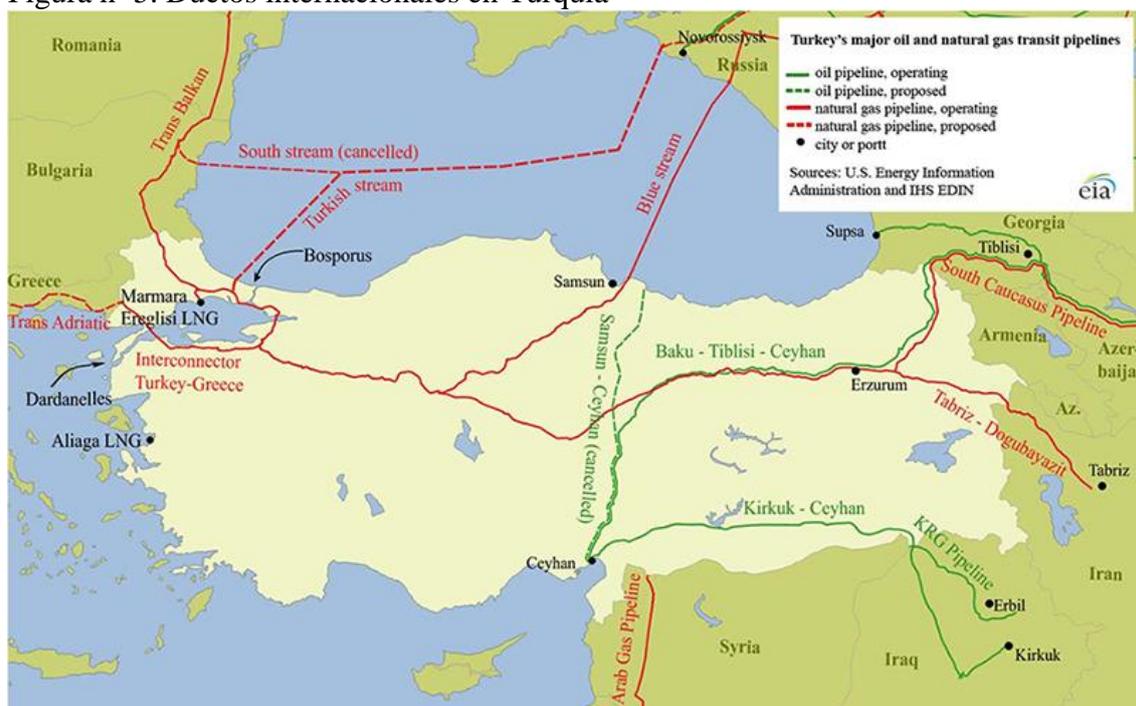
⁴⁵ Sobre esta cuestión es especialmente útil la siguiente obra: PASTOR PALOMAR A. (ed), *Fuentes de energía y derecho internacional. Conflictos, principios, sanciones y seguridad*, Dykinson, 2014. Especialmente los Capítulos III, IV y V de su Parte Segunda, donde se analiza con detenimiento las sanciones internacionales con especial referencia al caso iraní. Véase además SÁNCHEZ ORTEGA A., “La estrategia de seguridad energética de la Unión Europea. Algunas consideraciones derivadas de las sanciones a Irán”, *Revista de Derecho Comunitario Europeo*, nº 47, 2014.

⁴⁶ Aunque se espera un crecimiento de la producción mucho mayor para 2016. KHATINOGLU D., “Iran's Gas Supply Powers Ahead”, *Natural Gas Europe*, June 14th 2016.

⁴⁷ El intento de golpe de estado de Julio de 2016 y sus consecuencias, pueden convertirse en un inconveniente para la consolidación de esta alternativa. Aunque aún es pronto para poder hacer un análisis de mayor calado, algunas publicaciones especializadas ya han señalado esta cuestión. Véase: ROBERTS J., “Energy Perspectives after Turkey's Failed Coup”, *Natural Gas Europe*, July 16th 2016.

socio de la UE, además de miembro de la OTAN y aunque sus relaciones con Irán no siempre son fáciles, en el plano económico y especialmente en el energético se caracterizan por el interés mutuo, a lo hay que sumar la existencia de destacados vínculos energéticos. El abastecimiento energético procedente de Irán significó en 2015 el 20% del gas y el 27% del petróleo del total importado por Turquía⁴⁸. La ventaja adicional para la UE de esta situación es que ya existe un gasoducto que conectan ambos estados –gasoducto Tabriz-Dogubayazi- y que podría ser la base sobre la que se construyera nuevos gasoductos hacia el mercado europeo, como en la actualidad ocurre el ramal turco del Corredor Meridional.

Figura nº 5. Ductos internacionales en Turquía



Fuente: Energy Information Administration. <http://www.eia.gov>.

Por último, existe otra cuestión relevante que ha de ser valorada positivamente del eje iraní. Hasta ahora uno de los objetivos perseguidos por la UE en materia energética ha sido el de acceder a los recursos energéticos de Asia central, especialmente a los de Turkmenistán donde se encuentran en torno al 10% de las reservas mundiales de gas. Hasta la actualidad esto no ha sido posible, en parte y como ya hemos comentado por la actuación de Rusia. En cambio, la UE y Turkmenistán han comenzado a discutir la posibilidad de enviar gas a través de Irán⁴⁹. En la actualidad y por cuestiones geográficas Irán importa parte del gas que consume de Turkmenistán, 7.2 bmc en 2015,

⁴⁸ Véase: IEA: *Natural Gas Information 2015*, IEA: *Oil Information 2015*. Sobre las relaciones energéticas entre ambos estados y su vertiente política véase: KINNANDER, E., “The Turkish-Iranian Gas Relationship: Politically Successful, Commercially Problematic”, *Oxford Institute for Energy Studies Working Paper* nº 38, 2010.

⁴⁹ “EU, Turkmenistan Discuss Iran Gas Route,” PressTV, May 1, 2015, <http://www.presstv.ir/Detail/2015/05/01/408978/Iran-EU-Turkmenistan-gas>.

una cantidad nada desdeñable pero que podría llegar hasta los 20 bcm anuales gracias a los gasoductos existentes. Sin duda, esta posibilidad es un añadido adicional al interés que presenta el eje iraní⁵⁰.

Ahora bien, al igual que sucede con el eje español, es necesario analizar cuáles son las capacidades reales de Irán para convertirse en un suministrador fiable de Europa. En este sentido, la primera incertidumbre que habría que destacar es de carácter político. Aunque las relaciones entre la UE e Irán han mejorado de forma sustancial en los últimos años, no hay que olvidar que a veces, y como bien afirma Kissinger, no queda claro si Irán en política exterior se comporta como un Estado o como una causa revolucionaria⁵¹. Además, el propio régimen iraní ha dado lugar a la existencia de diferentes presidentes, alguno de ellos con posturas poco conciliadoras en política exterior –por ejemplo Madhmud Admadineyab frente a perfiles más moderados como Mohammad Jatamí o Hasán Rouhaní-. Pero también, aunque se ha logrado una solución pactada al desafío planteado por el programa nuclear de Irán, lo cierto es que este podría volver a reactivarse produciendo un nuevo deterioro en las relaciones entre la UE e Irán. Estas cuestiones plantean incertidumbres que pueden dificultar el comercio energético y la apertura de la economía iraní y su sector energético a la inversión exterior.

Esta cuestión nos lleva al segundo de los aspectos; la capacidad Irán de convertirse en un gran exportador de gas. A pesar de tener las mayores reservas de gas existen diferentes factores que podrían limitar enormemente sus exportaciones. El primero de ellos es la capacidad de Irán de atraer la inversión extranjera para hacer despegar su industria energética. En este sentido se puede afirmar que existe un destacado interés por parte de empresas internacionales para invertir en el sector energético iraní, que es correspondido desde este Estado. Un buen ejemplo de ello lo encontramos al ver como Irán ha procedido a la reforma legislativa que regula los contratos de explotación de yacimientos de hidrocarburos para atraer nuevos capitales ante la negativa de algunas empresas como Total y Shell a invertir en Irán con el marco anterior⁵². En la actualidad, Irán ha ofrecido a compañías extranjeras, bajo los nuevos contratos de explotación, 17 proyectos de desarrollo de yacimientos de gas por valor de 2000 millones de dólares. En total, Irán espera atraer 231 billones de dólares de inversión extranjera hasta 2025 para el desarrollo de sus yacimientos de petróleo y gas⁵³. Esta inversión le permitiría, siempre según sus cálculos, exportar 128 bcm de gas a unos quince países para 2021, muchos de los cuales europeos tanto mediante GNL como por gasoducto⁵⁴.

⁵⁰ Véase: SOCOR V., “Turkmen Gas Export Diversification: An Overview”, *Eurasian Daily Monitor*, June 8, 2010.

⁵¹ KISSINGER H., *Orden Mundial*, Debate 2016, pp.153-176.

⁵² Véase: KHATINOGLU D., “Iran Hopes for New Contracts by September”, *Natural Gas Europe*, July 11th 2016 y KHATINOGLU D., “Legal Aspects of Iran’s New Oil Contracts”, *Natural Gas Europe*, July 18th 2016.

⁵³ Véase: “Iran’s ICOFC Could Offer Upstream Gas Contracts”, *Natural Gas Europe*, May 3th 2016 y KHATINOGLU D., “Wait for Iran’s Gas Surprise after Oil”, *Natural Gas Europe*, May 23th 2016.

⁵⁴ Entre ellos España por GNL. Véase: “Iran Eyes 350bcm/d Gas Exports to 15 Countries”, *Natural Gas Europe*, May 6th 2016.

Ahora bien, a pesar de las expectativas creadas por los datos expuestos antes, y como segundo de los factores a tener en cuenta, existen dudas acerca de se puedan alcanzar los aumentos esperados de la producción de gas en Irán⁵⁵ y también se cuestiona el incremento de su capacidad de exportación. Esto se debe a las elevadas exigencias derivadas de su consumo interno. Irán es el cuarto consumidor de gas a nivel mundial y existen ciertos patrones en su consumo interno que de no corregirse mermarán su capacidad de exportación. En primer lugar destaca el mal estado de su red de suministro y la ineficiencia de su sector extractivo, de tal forma que en 2011 en la extracción y distribución de gas en Irán se perdieron 37 bmc, cifra superior al consumo actual de países como Francia, los Países Bajos, España o Australia y el doble de pérdidas en porcentaje de otros productores⁵⁶. Hasta ahora, no parece que esa situación pueda corregirse puesto que la inversión se está canalizando hacia nuevas explotaciones, de hacerlo se incrementaría de forma significativa la producción de Irán.

En segundo lugar, está la cuestión de la ineficiencia del consumo interno de gas. El gas, al igual que los derivados del petróleo, ha disfrutado tradicionalmente de importantes subvenciones en Irán, lo que no ha favorecido la aplicación de políticas de eficiencia energética. Su intensidad energética en gas es tres veces superior a la media mundial. Paradójicamente, la adopción de sanciones internacionales en 2010 contra Irán legitimó al gobierno para reducir los subsidios a los derivados del petróleo y favoreció la inversión en refinerías que garantizaran el autoabastecimiento⁵⁷. Paralelamente se han reducido las subvenciones al precio del gas, aunque los resultados han sido mucho menos significativos ya que mientras el precio del petróleo se ha incrementado para los consumidores iraníes un 43%, el gas sólo un 15%. Esta situación provoca que el aumento del consumo haya sido paralelo al de la producción y que no se haya podido corregir la ineficiencia y las pérdidas del sector gasístico⁵⁸. Si esta situación no se revierte será difícil alcanzar los niveles de exportación esperados y con la caída de los ingresos del país por el descenso del precio del petróleo parece difícil que el gobierno pueda llevar a cabo iniciativas de este tipo que afectan con mayor severidad a las clases más castigadas.

En tercer lugar, existe una tendencia clara en la política energética de Irán a propiciar sus exportaciones de petróleo a costa del consumo de gas. De esta forma, el gas se ha destinado preferentemente al consumo interno y a la reinyección en sus propios pozos petrolíferos para mantener e incrementar la producción de petróleo. Mientras que en

⁵⁵ La AIE sitúa dicho incremento en valores inferiores, alcanzando sólo los valores esperados por Irán en 2021 para 2040. Véase: IEA, *World Energy Outlook 2015*, Paris 2015, p. 209. Esto coincidiría por lo expresado por otros autores como: JALILVAND D., *Iran's gas exports: can past failure become future success?*, Oxford Institute for Energy Studies, NG 78, June 2013.

⁵⁶ *Ibíd.*, p. 29.

⁵⁷ Véase: GUILLAUME D., ZYTEK R., FARZIN, M., "Iran—The Chronicles of the Subsidy Reform", *IMF Working Paper*, Middle East and Central Asia Department, 2011 y MAJIDPOUR M., "The Unintended Consequences of US-led Sanctions on Iranian Industries", *Iranian Studies*, nº 46:1, 2013, pp. 1-15.

⁵⁸ Véase: SALEHI-ISFAHANI D., "Iran's Subsidy Reform from Promise to Disappointment", *Policy Perspectives*, nº 13, 2004 y BOZORGMEHR N., y KHALAJ M., "Iran's taxi drivers reel from end to fuel subsidies", *Financial Times*, June 1, 2015.

2011 35 bmc de gas se destinaron a la reinyección se espera que para 2030 llegue a situarse en torno a 82-92 bcm⁵⁹. En un contexto actual en el que los precios del gas se mantienen bajos y nada hace esperar un incremento en el medio plazo, desde luego no en el mercado europeo, no existe el incentivo económico para pensar que Irán vaya a apostar seriamente por el desarrollo de importantes infraestructuras como las que se necesitan para la exportación de gas a Europa y siga destinando grandes cantidades de gas la reinyección en pozos petrolíferos⁶⁰. Por tanto, la opción más viable según los propios iraníes, es que el gas llegue a Europa a través del TAP o por GNL⁶¹.

A todo esto, y como último factor, hay que sumar que además del mercado europeo, existen otros destinos más cercanos a Irán susceptibles de atraer las exportaciones del gas iraní. Además muchos de estos Estados como Pakistán, Irak, Omán, Emiratos Árabes Unidos, pero también algunos más lejanos como China y Pakistán, han mantenido importantes conversaciones en los años en los que Irán ha sido objeto de sanciones internacionales para concluir acuerdos en materia de desarrollo de infraestructuras y de venta de gas⁶².

Teniendo en cuenta las circunstancias expresadas hasta ahora, las previsiones indican que, en el mejor de los escenarios, Irán solo podría exportar entre 10 y 20 bmc anuales a Europa para 2020 por el Corredor Meridional, ya sea mediante el TANAP en Turquía o el SCP en Azerbaiyán- y sobre unos 30 bmc para 2030, suponiendo que se desarrollen nuevas conexiones o mediante GNL⁶³. Esto no supone ni una cuarta parte de las importaciones actuales de Rusia y es insuficiente para reponer las pérdidas esperadas en la producción de gas interna de la UE.

IV. CONCLUSIONES

El nudo gordiano de la PEE ha sido la cuestión del abastecimiento exterior, o lo que es lo mismo, la PEE de la UE choca una y otra vez con los problemas derivados de la seguridad energética. Los esfuerzos desplegados para diversificar el abastecimiento de Rusia no han dado los réditos esperados. Además, la UE se enfrenta en los próximos

⁵⁹ Véase: JALILVAND D., 2013, p. 20 y TICHY L., y ODINTSOV N., “Can Iran Reduce EU Dependence on Russian Gas?”, *Middle East Policy*, Vol. XXIII, n.º. 1, Spring 2016, p. 116.

⁶⁰ Esto es planteado por: DICKEL R. y otros, 2014, p. 34.

⁶¹ El mismo Ministro de Energía iraní ha reconocido que aunque siguen las negociaciones en este sentido el desarrollo de gasoductos a Europa no es una prioridad por el bajo precio del gas en Europa y por la preferencia por los mercados de Oriente próximo y Asia. En cambio, sí ha reconocido que podría aumentar el interés por envío mediante GNL. Véase: “Iran says piping gas to Europe not its priority”, *Oil and Gas Business*, July 1, 2016 e “Iran Expects to Triple Gas Exports, Sees LNG as Preferential Option”, *Natural Gas Europe*, October 20th 2015.

⁶² Véase: EIA, *Iran International energy data and analysis*, U.S. Energy Information Administration, June 19, 2015 y TICHY L., y ODINTSOV N., 2016, p. 119.

⁶³ DICKEL R. y otros, 2014, y TICHY L., y ODINTSOV N., 2016. En este sentido Irán ya propuso a la UE, en 2008, la creación del gasoducto persa que a través de Turquía podría suministrar de 25 a 30 bmc anuales. SHIRVANI T., “The Dash for Gas How Iran’s Gas Supply Can Change the Course of Nuclear Negotiations”, *Harvard International Review*, n.º 36(3), spring 2015.

años a un aumento del consumo que combinado con la constricción de la producción interior de gas aumentará la dependencia energética del exterior. Por lo que la principal cuestión que se plantea es si la UE no sólo no va a poder reducir la dependencia gasística de Rusia, sino que si, por el contrario, se ve abocada a incrementarla. Este trabajo, al analizar la inclusión de España e Irán como nuevos ejes de diversificación en la PEE, puede aportar algunas claves de su impacto sobre la dependencia energética de la UE.

Nada de lo planteado aquí, ni en la literatura revisada sobre la materia, indica que la UE pueda reducir su dependencia del gas ruso. A pesar de que se introducen nuevas fuentes de diversificación, el aumento del consumo y la pérdida de producción propia, harán imposible prescindir del gas ruso. Por lo que se seguirá importando el mismo volumen medio de gas ruso de los últimos años al menos hasta 2020 y con toda seguridad en 2040.

Los ejes español e iraní podrían aportar para 2020 unos 25 bmc de gas anuales, lo que sumado a los 10 bmc del TAP compensarían en gran medida la pérdida de producción interna -27 bmc- y el aumento de la demanda esperada para esa fecha -18 bmc-. En cambio, para 2040, si no se quiere importar más gas ruso y teniendo en cuenta que en la actualidad aún no se ha proyectado ningún gasoducto con Irán, el incremento de la dependencia energética exterior de Europa deberá ser asumido mediante el aumento de las importaciones de GNL. Debido a cuestiones presupuestarias y a los bajos precios de la energía, no está prevista una ampliación significativa de la capacidad de regasificación en la UE, por lo que para sea posible se deberá aprovechar la infraestructura existente e infrautilizada, que se concentra mayoritariamente en España y en el Reino Unido. Tras el Brexit existen incertidumbres sobre la capacidad del Reino Unido para seguir participando en el mercado europeo, por lo que España se encuentra en una posición destacada para ser una buena puerta de entrada del GNL a Europa. A pesar de lo cual y como sucede con Irán, al día de hoy, es imposible que nuestro país pueda, dados los gasoductos de conexión con la península en servicio y proyectados, contribuir significativamente a la diversificación energética europea más allá de 2020.

Pero además, existe la posibilidad de que tampoco Rusia quiera incrementar las exportaciones a Europa de manera significativa. La crisis política derivada de la anexión de Crimea, las sanciones aprobadas por la UE contra Rusia, la legislación europea en materia energética que limita los intereses de Gazprom en nuestro mercado y la diversificación de sus exportaciones a Asia cuestionan la voluntad y capacidad de Rusia para incrementar su participación en el mercado europeo.

Siendo plenamente conscientes de que llegados a este punto nos movemos dentro del ámbito especulativo en el largo plazo, lo cual supone una doble presunción, pero al igual que las crisis energéticas que se han vivido desde el año 2006 en Europa han impulsado la adopción de la PEE y la creación de nuevas infraestructuras para la diversificación de gas, no es descabellado inferir que si no se quiere, o no se puede, aumentar la dependencia de Rusia, el aumento de las importaciones de GNL y el gas iraní deben ser tenidas muy en cuenta. En el caso de España, la infraestructura existente,

su posición geográfica, su destacada presencia en el mercado del GNL, además del interés de nuestro país por potenciar las regasificadoras infrautilizadas, junto con el crecimiento a nivel internacional del comercio de GNL son importantes ventajas que pueden favorecer el aumento de su papel como eje de diversificación y su mayor interconexión con Europa. La presencia de un Comisario europeo de energía de origen español puede suponer un acicate en este sentido. En el caso iraní, superada la crisis política, sus reservas, su proximidad, el aumento de sus exportaciones y la posibilidad de convertirse en Estado de tránsito del gas turkmeno son grandes bazas a favor de la interconexión con el mercado europeo.

Por último, aunque la aportación de gas que Irán y España pueden ofrecer a la UE parezca escasa hay que entender que es casi lo que se proyectó para en *Nabucco*, el gran eje de diversificación proyectado en Europa, superior a lo que traerá en TAP y junto con este último una parte importante del volumen de gas que se importa través de Ucrania. Por lo que, sin duda, son las mejores opciones posibles y realizables en el corto plazo para diversificar nuestros suministros y no incrementar la dependencia de Rusia. Además la materialización de estos ejes de abastecimiento tendría un impacto destacado en la media en que contribuyen a reforzar el mercado del gas en Europa, incrementando la competencia del gas en este mercado, lo que redundaría en el abaratamiento del precio. Por lo que sin duda refuerzan la seguridad energética de la UE.