

Documento de Trabajo

Working Paper

**África del Norte: su importancia geopolítica en el
ámbito energético**

Aurèlia Mañé Estrada
y
Alejandro V. Lorca Corrons

12/04/2007

África del Norte: su importancia geopolítica en el ámbito energético

Aurèlia Mañé Estrada y Alejandro V. Lorca Corrons

Metodología de trabajo

En muchos casos se entiende que las relaciones energéticas se dan entre dos categorías de actores antagónicos, los países productores y consumidores. De ahí que el análisis de estas relaciones se realice bajo el paraguas de un paradigma energético dicotómico, que entiende que el “mundo energético” se divide en dos categorías de actores con relaciones de dependencia y, en muchos casos, conflictivas. Por el contrario, el análisis que aquí presentamos pretende analizar las relaciones energéticas entre España y el Norte de África desde la óptica del espacio geo-energético. Esto es, la traslación de la idea de geopolítica al ámbito energético¹.

Por ello un espacio geo-energético es:

- (a) Un espacio geográfico en el que se dan determinadas relaciones energéticas entre los distintos agentes energéticos –los Estados productores, las empresas y los gobiernos de los países consumidores– que actúan en él.
- (b) Un espacio en el que los intercambios de bienes energéticos pueden ser la base para la constitución de una comunidad de seguridad,² que se crea a partir de la integración voluntaria de sus miembros, pero que no excluye las relaciones con otros espacios.
- (c) Un espacio que se puede constituir en un bloque geo-energético para ser un instrumento de relación e integración en espacios geo-energéticos más amplios,

Así, la óptica geo-energética que proponemos en este escrito permite introducir en el análisis:

- (a) El componente cualitativo de las relaciones energéticas, más basado en las relaciones de poder que tienen los distintos agentes energéticos que en las cantidades de recursos que se hallan en los territorios de los países productores y que se importan en los consumidores.
- (b) Un tipo de relaciones entre agentes energéticos que, como bien apuntaba el anterior trabajo del Grupo sobre *Seguridad energética: concepto, escenario e implicaciones para España* (Escribano, 2006), no siempre son dependientes y conflictivas, sino que pueden ser interdependientes y coincidentes.
- (c) Categorías de actores energéticos –empresas, países de tránsito u otros que se nos ocurran– que, en el caso del paradigma dicotómico, bien no aparecen, bien tienen un papel analítico menor.

Por todo ello, un análisis de este tipo permite establecer los elementos de que disponen los actores que componen un determinado espacio geo-energético para influir, actuar y negociar en la escena energética internacional.

La traslación de este enfoque a nuestro caso concreto de África del Norte vista y analizada desde España,³ implica que el espacio geo-energético hispano-magrebí está constituido por las relaciones que se dan entre los Estados de los territorios ricos en hidrocarburos de la zona del Norte de África, las empresas energéticas de estos países y las españolas.

¹ Para un desarrollo más completo de esta ideas véase Aurèlia Mañé, “European Energy Security: Towards the Creation of the Geo-energy Space”, *Energy Policy*, 34, 2006, pp. 3772-3786.

² Esta idea de comunidad de seguridad puede divergir de la que habitualmente emplean los expertos en temas de seguridad. Aquí entendemos que en un espacio geográfico determinado los intercambios de bienes energéticos pueden ser la base para la constitución de una *comunidad de seguridad*, que se crea a partir de la integración voluntaria de sus miembros.

³ El punto de vista de este escrito es “desde España”, puesto que entendemos que este es el enfoque del Grupo de trabajo sobre *Geopolítica de la energía: vista y analizada desde España*. Por ello, en las páginas que siguen fundamentalmente haremos referencia a las consecuencias para España, a las posibilidades de España, etc.

A partir de esta concepción, en las páginas que siguen proponemos una descripción de las relaciones hispano-magrebíes en tres niveles.

Un primer nivel de análisis –entre países– que establecerá que las relaciones energéticas entre los territorios ricos en hidrocarburos del Norte de África y España son interdependientes. Adoptando la idea expresada en Escribano (2006) de que las relaciones energéticas entre países productores y consumidores son interdependientes, en el primer apartado se corrige la idea de que las relaciones entre España y los países del Norte de África se pueden explicar en términos de unas relaciones de un país consumidor dependiente de un país productor “poderoso”.

En segundo lugar se explicará que en las relaciones energéticas hispano-magrebíes, España tiene ya algunos elementos que podrían llevarle a convertirse en un país de tránsito. A partir del concepto de conectividad propuesto también en Escribano (2006), plantearemos que en el caso de las relaciones hispano-magrebíes, las políticas dirigidas a reducir la vulnerabilidad de España frente –especialmente– al suministro de Argelia, le podrían llevar, si se dan las condiciones adecuadas,⁴ a transformarse en un tipo de actor energético distinto –aunque no excluyente– de lo que entendemos por país productor o consumidor, un país de tránsito. Ello introduce otro tipo de actor –el de tránsito– en el análisis energético hispano-magrebí.

Por último, puesto que la relación entre el petróleo y el gas de los países productores y los consumidores se realiza a través de un intermediario, que son las empresas del sector, introduciremos en el tradicional análisis de relaciones energéticas “entre países”, los actuales intereses de las empresas energéticas. En términos de relaciones energéticas hispano-magrebíes, este análisis saca a la luz una intersección de intereses nacionales-empresariales, que, bajo el supuesto de que en el futuro nos integraremos en un espacio europeo más amplio, pueden constituir el núcleo de un futuro espacio geo-energético hispano-magrebí con capacidad de negociación y poder de decisión en el contexto energético europeo.

Introducción

Cuando se analizan las relaciones energéticas en muchos casos se entiende que son bilaterales y –en muchos casos– antagónicas entre unos países productores de crudo y gas, con una gestión económicamente ineficiente de sus recursos naturales, y unos países consumidores cuyas economías y poblaciones dependen de estos recursos. Así, energéticamente el mundo es dicotómico: hay unos países que venden crudo y gas y otros que lo compran.

En este paradigma energético dicotómico, el Magreb⁵ queda del lado de los que venden crudo y gas; fundamentalmente porque en su territorio se encuentran dos productores muy relevantes –Argelia y Libia–, uno relevante, Egipto, uno muy menor, Túnez, y dos en los que se están realizando prospecciones esperanzadoras: Marruecos y Mauritania. España, por el otro lado, queda clasificada en la categoría de país consumidor. Esta visión del “mundo energético” suele conllevar un análisis de las relaciones energéticas entre España y los países del Magreb en términos de antagonismo, puesto que España depende del suministro energético de los países de la ribera sur.

⁴ Entre estas condiciones contamos tanto la cuestión trascendental de las interconexiones con Europa como la cuestión, no menos importante, de la creación de infraestructuras de almacenamiento, licuefacción y generación en la ribera sur del Mediterráneo.

⁵ A efectos de este trabajo, entendemos que, energéticamente, el Magreb está formado por los cinco países del Magreb (Mauritania, Argelia, Marruecos, Túnez y Libia) más Egipto. Creemos que en términos de relaciones energéticas con España es cómo debemos entender el Magreb. A partir de ahora, cuando nos refiramos al Magreb en el texto, incluiremos a los seis países.

Como ya quedó patente en Escribano (2006), la definición más extendida de seguridad de abastecimiento, que se deriva de este mundo energético dual de países productores y países consumidores, es poco operativa. Por ello, en este trabajo proponemos superar el tradicional paradigma dicotómico y analizar las relaciones energéticas hispano-magrebíes desde una perspectiva más comprensiva, la del espacio geo-energético. Así, la escena energética hispano-magrebí se convierte en un juego a varias bandas fundado en las relaciones de poder que se dan en cada momento histórico entre distintos grupos de agentes –Estados, empresas del sector y gobiernos– y que pueden ser variables.

España-Magreb: ¿dependencia o interdependencia?

De los anteriores trabajos del grupo sobre *Geopolítica de la energía: vista y analizada desde España* queda claro que, cuando se analiza como país, España depende de las importaciones de bienes energéticos de terceros países.⁶ Cuando nos referimos a esta dependencia en términos de países del Magreb, obtenemos que, en relación a otros países europeos, tenemos un peso relativamente mayor de las importaciones petroleras del Norte de África,⁷ una significativamente mayor en el caso del gas de Argelia, vía gasoducto, y también una dependencia más acentuada del GNL⁸ de otros países magrebíes. Ello suele traducirse en un sentimiento de vulnerabilidad elevado frente a los países productores del Norte de África, especialmente Argelia y Libia.

Para establecer si esta sensación de vulnerabilidad está fundada, proponemos un breve repaso cuantitativo del peso relativo de los países ricos en hidrocarburos del Magreb en el contexto mundial. En la Tabla 1 mostramos las distintas estimaciones en términos de las reservas que existen en la zona del Magreb.

Tabla 1. Estimación de las reservas hidrocarburíferas en los países del Magreb

	Petróleo (Porcentaje sobre Miles de millones de barriles mundiales)			Gas Natural (Porcentaje sobre Tcf mundiales)			
	<i>BP Statistical Review</i>	<i>Oil & Gas Journal</i>	<i>World Oil</i>	<i>BP Statistical Review</i>	CEDIGAZ	<i>Oil & Gas Journal</i>	<i>World Oil</i>
	Final 2005	Enero 2006	Final 2005	Final 2005	Enero 2006	Enero 2006	Final 2005
Argelia	1.02%	0.88%	1.01%	2.54%	2.53%	2.62%	2.58%
Egipto	0.31%	0.29%	0.33%	1.05%	1.05%	0.96%	1.07%
Libia	3.26%	3.03%	3.04%	0.83%	0.83%	0.86%	0.83%
Mauritania	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Marruecos		0.00%				0.00%	
Túnez	0.06%	0.02%	0.06%		0.04%	0.04%	0.06%
Magreb + Egipto	4.64%	4.21%	4.45%	4.42%	4.45%	4.48%	4.54%
Total Mundial	1201.33	1292.94	1119.62	6359.17	6380.63	6124.02	6226.55

Fuente: EIA; *World Proved Reserves of Oil and Natural Gas, Most Recent Estimates*.

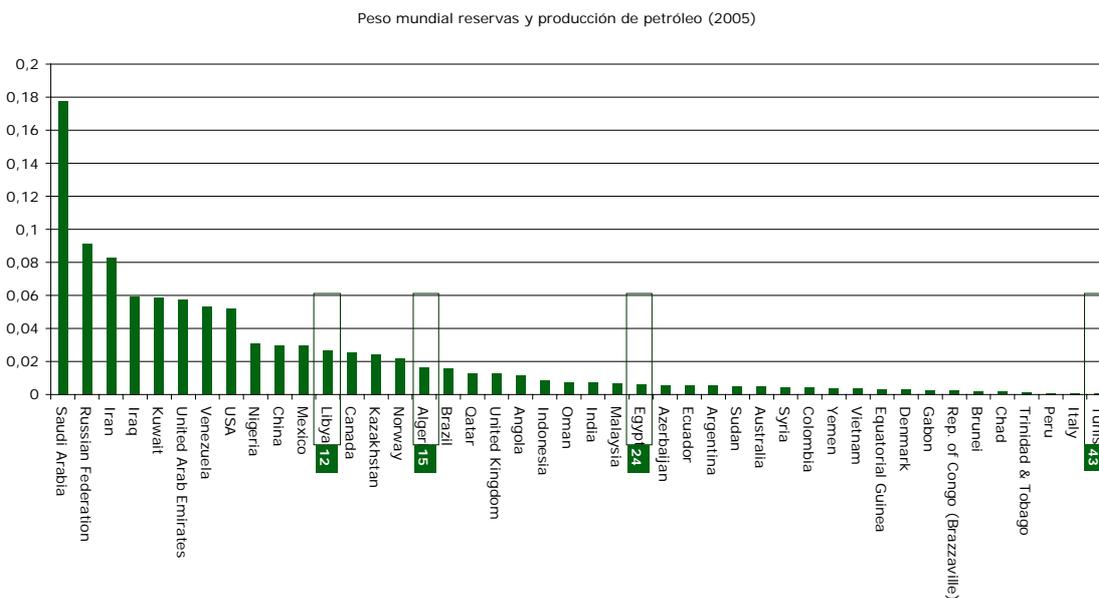
En el Gráfico 1 se corrigen estos datos en función de su volumen de reservas y de su producción, para realizar una clasificación mundial de los países productores de petróleo. En esta clasificación vemos que los cuatro países del Magreb formarían parte de una segunda división y una tercera regional petrolera.

⁶ Paul Isbell, *La dependencia energética y los intereses de España*, ARI nº 32/2006, Real Instituto Elcano, y Gonzalo Escribano, *Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España*, DT nº 33/2006, Real Instituto Elcano.

⁷ Op. Cit. Escribano, Cuadro 5

⁸ Op. Cit. Escribano, Cuadro 6

Gráfico 1. Clasificación de los países productores de petróleo en función del peso medio de sus reservas y producción⁹



Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy 2006* y elaboración propia.

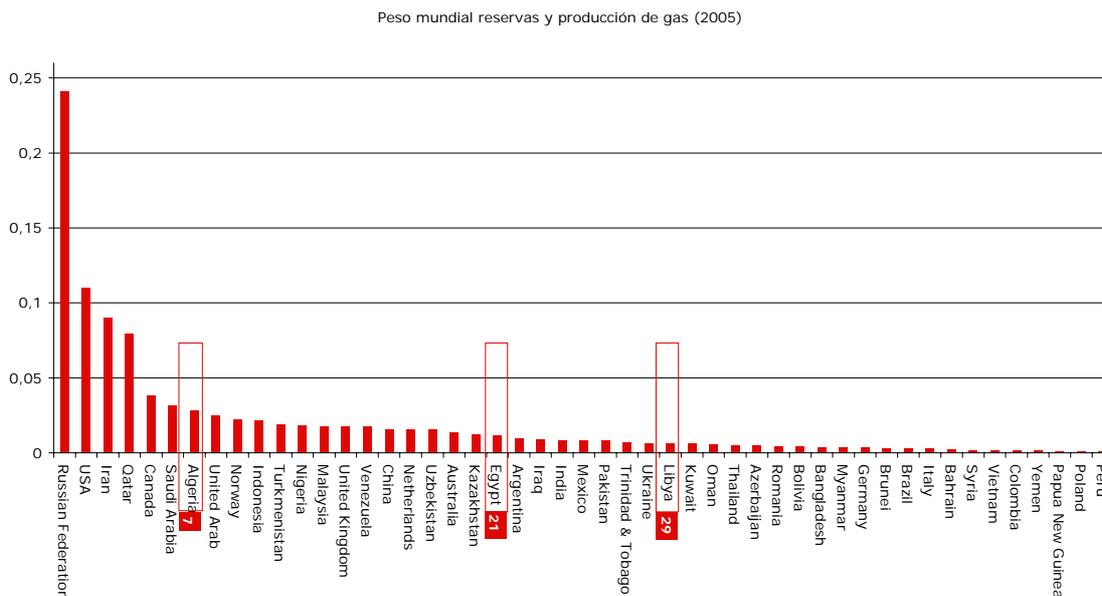
La interpretación de estos datos es que los países del Magreb no tienen capacidad para una política petrolera autónoma. De hecho, su actuación en términos petrolíferos va a remolque de la actuación de los otros actores relevantes. Dicho de otro modo, el Magreb es un actor menor en la escena petrolera internacional, porque, en este ámbito, la relevancia sería sólo para dos países, Argelia y Libia, y por el hecho de ser miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Es decir, una organización supranacional, geográficamente dispersa. Además, en la situación actual de un mercado de crudo técnicamente unificado y con la desaparición de los mercados regionales de petróleo,¹⁰ su capacidad de actuación con criterios nacionales se ve menguada.

En términos de gas, la situación cambia un poco. En el Gráfico 2 vemos que, hoy en día, en la zona hay un actor gasista relevante –Argelia–, pero que los otros dos suministradores de España –Egipto y Libia– son actores menores.

⁹ La clasificación que presentamos en este gráfico se basa en una media del peso de cada uno de estos países en términos de las reservas mundiales de petróleo y su producción en el año 2005. Proponemos esta media, ya que de forma muy “sencilla” permite valorar la capacidad petrolífera de los países en términos presentes y futuros. Baste un par de ejemplos para entender esta idea. Iraq con la producción actual se encontraría en un término medio, pero debido al potencial de sus reservas su clasificación mejora sensiblemente; el caso contrario es el de Noruega, gran productor, pero con reservas mucho menores.

¹⁰ Para expresar esta idea se suele hablar del *great pool* petrolífero.

Gráfico 2. Clasificación de los países productores de gas en función del peso medio de sus reservas y producción¹¹



Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy 2006* y elaboración propia.

Así, de estos datos se deriva que España, por depender del suministro de gas de Argelia, depende de un país que tiene alguno de los elementos necesarios para erigirse en lo que entendemos como país productor¹² gasista, máxime si tenemos en cuenta la importancia de los mercados regionales en el caso del gas natural y su peso como suministrador de gas en el mercado español.¹³

Sin embargo, cuando añadimos a estos datos una medida de interdependencia,¹⁴ en términos de cuánto dependen los países consumidores de las importaciones de crudo y de gas y de cuánto dependen los países exportadores de los ingresos fiscales de la venta de los hidrocarburos en el mercado internacional, vemos que este supuesto poder argelino se reduce y, por ello, debería reducirse también la vulnerabilidad española frente a la seguridad de su suministro.

El Gráfico 3 muestra la clasificación relativa de los países productores de petróleo y/o gas, no sólo en función de sus cantidades de reservas y producción de petróleo crudo y gas, sino en función del consumo, de cuánto dependen de las importaciones y de cuánto dependen de los ingresos de sus exportaciones. Así, en el panorama mundial, pocos son los actores nacionales con capacidad potencial para influir en el devenir energético mundial.

¹¹ Los criterios de realización de esta clasificación son análogos a los del caso del petróleo, pero en términos de reservas y producción de gas.

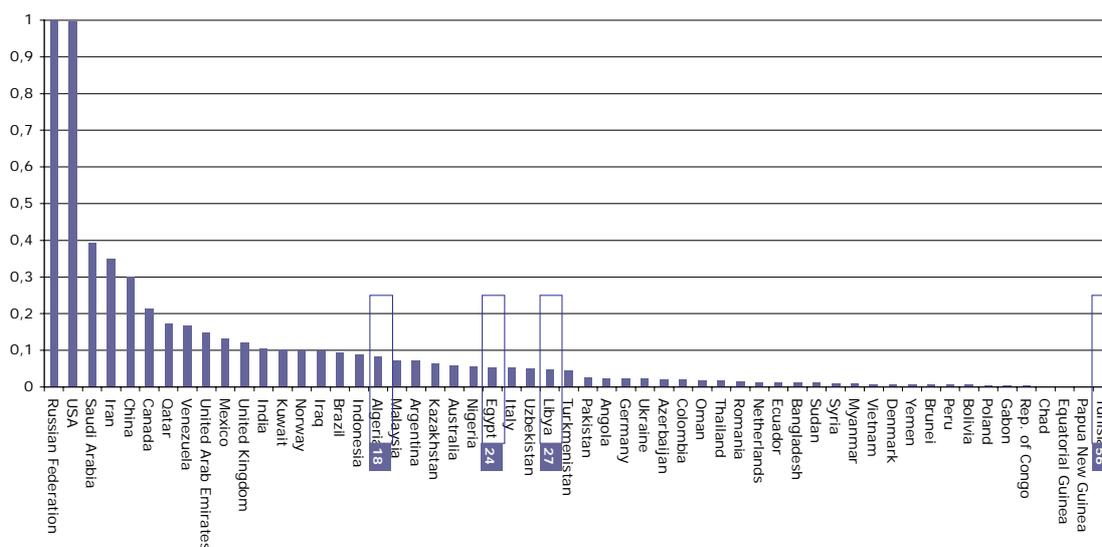
¹² Entendemos como Estado productor aquel que considera la exportación de petróleo o gas como el instrumento privilegiado para la obtención de la renta nacional. Es decir, aquel que decide sobre las cantidades exportadas en función de criterios político-nacionales. Este no parece ser el escenario actual para Argelia. El fin del nacionalismo energético argelino y, por ende, de su “Estado productor” queda justificado en Aurèlia Mañé, *La economía política del sector de los hidrocarburos en Argelia: elementos estructurales y cambios recientes*, Claves de la Economía mundial, ICEX, 2006.

¹³ En el año 2004, el 22% de las exportaciones de gas natural provenientes de Argelia se dirigieron hacia España, mientras que el porcentaje de GNL fue incluso un poco mayor. Después de Italia, España es el principal cliente del gas argelino (véase Sonatrach, *Commercialisation de gas et développement à l'international*, diciembre de 2004).

¹⁴ Recordamos que en este apartado sólo hablamos de relaciones energéticas entre países, por ello aquí nos referimos exclusivamente a interdependencia entre un país que depende de unas importaciones de energía primaria y un país que depende de los ingresos de estas ventas.

Gráfico 3. Peso ponderado de países productores de petróleo y gas¹⁵

Peso mundial reservas, producción y refino de petróleo y de gas, ponderado por la dependencia del consumo y de los ingresos de exportación (2005)



Fuente: BP, *Statistical Review of World Energy 2006*, EIA, *Country Energy Balances*; FMI, *Statistical Appendix* (varios años y países); y elaboración propia.

En esta clasificación, Argelia tiene un poder unas 12 veces inferior al de Rusia, lo que le sitúa en la decimoctava posición mundial. Para los otros países del Magreb esta situación todavía es peor, hasta el extremo de que Túnez es el peor clasificado de la lista. Esta pérdida de poder teórico relativo, especialmente para el caso de Argelia y Libia, viene determinada por su dependencia de los ingresos de exportación.

Por todo ello, concluimos este apartado diciendo que cuando hablamos de las relaciones energéticas hispano-magrebíes en términos dicotómicos, observamos que España tiene una cierta dependencia del suministro del Magreb. Ello se ha traducido en una sensación de vulnerabilidad frente a los suministradores magrebíes, probablemente por el hecho de que Argelia y Libia han actuado con una lógica de países productores en el seno de la OPEP, en España. Sin embargo, cuando observamos individualmente la posición relativa de cada uno de estos países del Magreb, vemos que, hoy en día, sólo Argelia en el caso del gas podría ser un actor energético con iniciativas unilaterales, pero cuando a este análisis le añadimos un factor de interdependencia, su situación relativa empeora. Cuestión distinta es plantear, como hoy en día los medios nos cuentan, el hecho de una posible alianza, tipo OPEP, entre distintos productores nacionales de gas. Esta es una cuestión de actualidad, pero que, más allá del sensacionalismo mediático, en el ámbito de los decisores energéticos argelinos se contempla como no viable.¹⁶ Baste como ejemplo algunas de las declaraciones hechas en los periódicos argelinos desde el mes de diciembre. En ellas se lee claramente que la vocación de Sonatrach es integrarse en el espacio energético europeo por medio de la firma de un *Memorandum of Understanding* (MOU) en materia energética (*Liberté*, 20/I/2007); se lee también que ni en la actualidad ni en un futuro próximo se dan las condiciones políticas para la creación de una OPEP del gas (*Quotidien d'Oran*, 18/I/2007),

¹⁵ Para obtener este peso ponderado, elaboramos un índice sintético con valores comprendidos entre 1 y 0, donde 1 se corresponde con aquel país que en relación a los demás tiene más elementos cuantitativos de poder –de capacidad de influencia y negociación– en la escena hidrocarburiífera internacional. En esta versión reducida del índice no incluimos ni las empresas de cada país ni los países de tránsito, pero para cada país tenemos en cuenta elementos tanto del lado de la oferta como de la demanda, como del consumo. Para cada país se valora el porcentaje de reservas de petróleo y de gas, de producción de petróleo y gas, de capacidad de refino y de consumo de petróleo y gas mundial. Posteriormente, para cada uno de los países, la media de estos valores se pondera en función de su dependencia de las importaciones de bienes energéticos y de su dependencia de los ingresos de exportación de crudo y gas.

¹⁶ Por otra parte, en otro documento ya argumentábamos que no parecía que existiera un retorno hacia el nacionalismo energético en el caso argelino. Véase Aurèlia Mañé, *Argelia ¿retorno al nacionalismo energético?*, ARI n° 102/2006, Real Instituto Elcano.

como se lee que, como muestra de buena voluntad hacia España, los argelinos ceden un 10% de sus recientemente adquiridas acciones en el gasoducto MEDGAZ¹⁷ (*Liberté*, 26/II/2007).

Ante todo ello, lo anterior reforzaría la idea de que la relación energética entre los países del Magreb, como países productores, y España como país consumidor no es antagónica. Por el contrario es interdependiente, puesto que España es uno de los principales compradores de gas argelino. Argelia depende tanto de las compras de España, como España de las ventas argelinas. En el caso de Egipto, país energéticamente menor, casi podríamos decir, en estos términos, que es más dependiente de las compras españolas que viceversa.¹⁸

España: ¿país de tránsito euromagrebí?

En términos de crudo, las relaciones hispano-magrebíes son significativas, pero comparadas con el gas, relativamente menores. Del crudo que se refina en España, un 23%¹⁹ proviene del Norte de África. De éste, los dos operadores principales españoles –Repsol YPF y Cepsa– procesan un 14% y un 5%, respectivamente, y parte de ello se dirige al mercado español y parte se reexporta.²⁰ Esto parece ser un comportamiento común al del resto de operadores europeos, puesto que el petróleo producido y refinado en los países Mediterráneos no suele estar relacionado, ya que las refinerías europeas no están preparadas para los crudos ligeros de esta zona.²¹

Con los años esta proporción de crudo norteafricano podría aumentar; especialmente si la creciente presencia de Repsol YPF en los yacimientos libios²² se traduce en un mayor peso de su crudo en las refinerías españolas, pero, en este momento, nada indica una modificación sustancial de la cesta petrolífera española. Además, podemos decir que técnicamente el mercado del crudo está unificado. Brevemente, esto significa que el mismo petróleo bruto puede ser refinado indistintamente en América, Europa o Asia, tanto porque existe la tecnología para ello como porque las diferencias de coste por transportarlo de un lugar cada vez son menores. Ello es importante por implicar que desaparecen los mercados regionales de crudo.²³

Cuestión distinta es la del gas, ya que en relación con el petróleo aumenta la posibilidad de crear “mercados regionales”. Esto último se debe a que el coste de transporte y su difícil almacenamiento llevan a que la proximidad geográfica sí que importe. Esta idea se traduce en que geo-energéticamente la región del Magreb estaría vinculada al espacio y a los actores energéticos europeos. Esta parece ser también la idea que inspira la creación del Foro energético euromediterráneo.

El gas tiene un volumen creciente en el consumo de energía en España –que en pocos años representará un 25% de la cesta de consumo de energía primaria española– y, como se puede observar en el Gráfico 4, el aumento del consumo de gas en España ha ido aparejado a una diversificación creciente, tanto en términos geográficos como por medio de transporte. Esto ha permitido reducir la vulnerabilidad que podía representar la excesiva concentración en el suministro argelino. En el año

¹⁷ En los últimos meses se han producido varios cambios en las participaciones de este gasoducto. En la actualidad, si se mantiene la cesión anunciada a Gas Natural, las participaciones son las siguientes: Cepsa (20%), Iberdrola (20%), Endesa (12%), Gaz de France (12%), Gas Natural (10%) y Sonatrach (26%).

¹⁸ Fuera del ámbito energético, hay que tener también en cuenta que estos países dependen comercialmente de los países de la Unión Europea. En el caso del Magreb, un 70% de lo que exportan e importan tiene como destino y origen la UE. Ello es un elemento adicional al considerar la citada relación de interdependencia.

¹⁹ Según Repsol YPF. Adoptamos esta cifra, ya que nos parece más acorde con lo que las principales operadoras españolas petrolíferas (Repsol YPF y Cepsa) declaran en sus informes anuales; a pesar de ello, esta cifra es superior a la que establece el *Boletín Estadístico de Hidrocarburos* del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio español.

²⁰ A partir de estimaciones de los anuarios o equivalentes, podríamos cifrar esta reexportación en un escaso 10% en el caso de Repsol YPF y en un 50% en el de Cepsa.

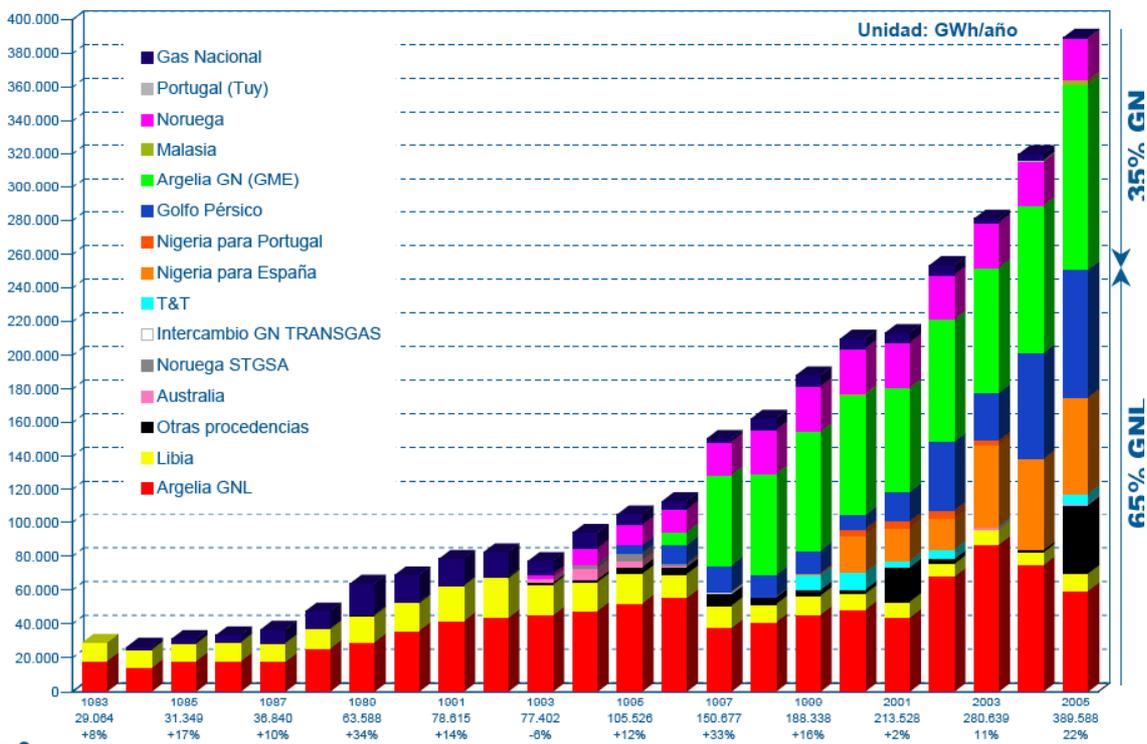
²¹ Para más información sobre esta cuestión véase Álvaro Racero Baena, conclusiones del grupo de trabajo sobre *New Oil Upstream and the Development of Refining* del III Foro de Energía Euromediterráneo, 2007.

²² Véase la Tabla “Líbia” en el Anexo.

²³ El hecho del *great pool*, con una creciente transnacionalización empresarial energética, todavía refuerza más la desaparición de los mercados regionales.

1983 todo el gas que entraba en España provenía de metaneros provenientes de Argelia y Libia, mientras que en 2005 el gas entra en España por dos vías, barco y tubo, y tiene distintos orígenes.²⁴

Gráfico 4. Volumen y origen del suministro de gas en España

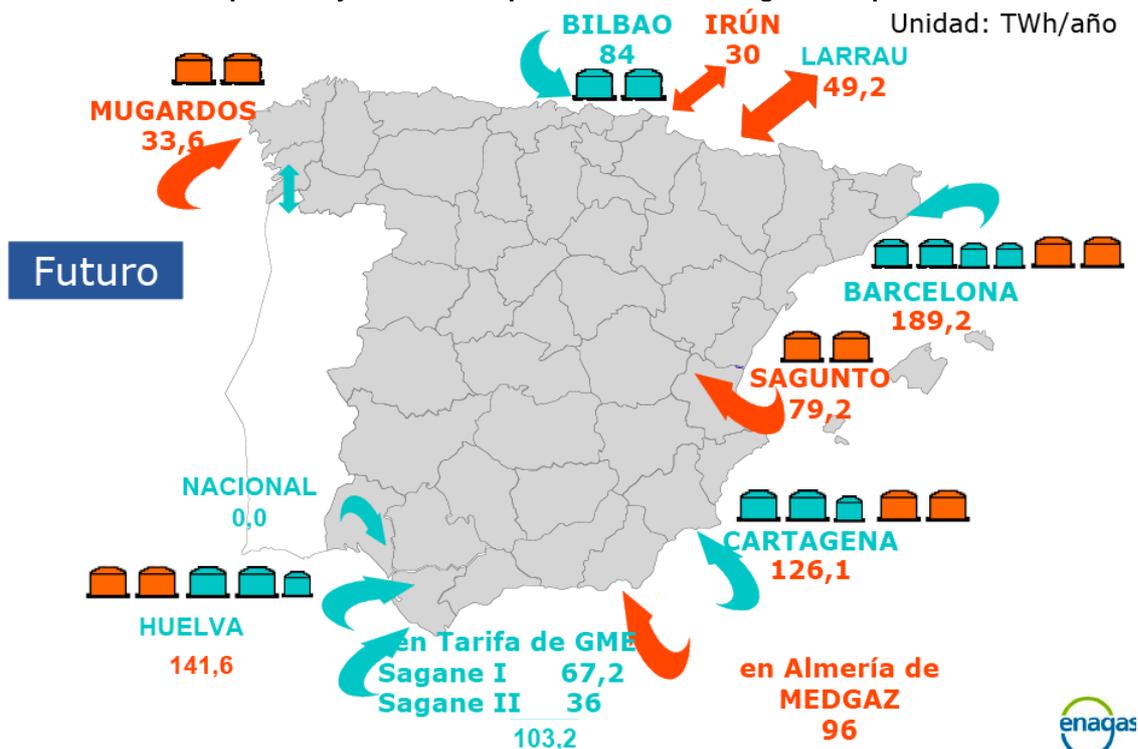


Fuente: Enagas, Informe anual, Movimientos del Gas, 2005.

Este aumento de volumen y diversificación de suministro ha sido posible gracias a la transformación radical de las infraestructuras gasistas en España. De las plantas regasificadoras que aparecen en el mapa, sólo Barcelona (1969), Huelva (1988) y Cartagena (1989) existían en el siglo pasado. En 1995 se produjo el primer gran cambio con la entrada en funcionamiento del gasoducto Duran Farell, y en los últimos años han aumentado las instalaciones de las plantas ya existentes, se crearon nuevas plantas en Bilbao y en Murgados, y Sagunto empezó a operar en el año 2006. Así, desde el año 2000, en España se ha duplicado la capacidad de regasificación, de almacenamiento y transporte y se espera que en el futuro aumenten todavía más estas instalaciones (naranja en el mapa del Gráfico 5), entre en funcionamiento el gasoducto Medgaz y se creen dos nuevas plantas en las Islas Canarias.

²⁴ Los porcentajes concretos se pueden encontrar en Isbell, *op. cit.*, Tabla 3.

Gráfico 5. Situación presente y futura de los puntos de entrada de gas en España



A las plantas regasificadoras en 2005 llegó suministro de GNL de Egipto –16%–, de Argelia –23%– y de Libia –casi un 4%–. En conjunto, este GNL fue en un 46% a la regasificadora de Barcelona, un 34% a la de Huelva, un 17% a la de Cartagena y un escasísimo 1% a la de Bilbao.²⁵ Por lo que se refiere al GN que entra por gasoducto, más del 80% proviene de Argelia –un 35% del suministro total– a través del GME. El resto tiene su origen en la interconexión de Larrau (Noruega), Tuy (Argelia) y producción nacional de los pozos Serralbo y Gaviota.

La creciente edificación de plantas regasificadoras y, por ende, del suministro del GNL ha reducido la dependencia del suministro proveniente de Argelia. Sin embargo, con Libia y el creciente peso del gas de Egipto, el suministro proveniente del Norte de África seguirá siendo dominante en el panorama español.^{26,27} De hecho, con la futura entrada en funcionamiento del gasoducto Medgaz y la puesta en marcha de las plantas de Sagunto y Murgados cabe esperar un aumento del peso del GNL del Norte de África, puesto que empresas españolas ya han firmado contratos de suministro con la argelina Sonatrach y las egipcias EGAS y EGPC.²⁸ Además, aunque la construcción de mayores metaneros reduce el coste de transporte, en España la proximidad geográfica con el Norte de África convierte a su gas en el más barato de todos los posibles.

Así, en la actualidad, la construcción de plantas regasificadoras y conexiones internas está aumentando la conectividad²⁹ y la diversificación de las fuentes de suministro de gas. Aunque también es cierto que el bajo coste del suministro proveniente del Norte de África, el hecho de que existan dos gasoductos como el GME y el Medgaz y los actuales contratos con las empresas comercializadoras llevan a pensar

²⁵ Estos porcentajes se han obtenido contabilizando el tamaño, el origen y destino de la relación de buques que cada año proporciona Enagas. Esta forma de cálculo hace que estas cifras deban tomarse como orientativas.

²⁶ Si se mantiene la tendencia actual, la excepción podría ser la franja que va desde el País Vasco hasta Cartagena, ya que con la actual red en esta zona –por depender de las plantas de Bilbao y Cartagena y, en el caso del País Vasco, de la interconexión de Larrau– el suministro tiene orígenes distintos.

²⁷ Sobre los índices de dependencia geográfica véase Escribano, *op. cit.*

²⁸ Por ejemplo, en la actualidad Unión Fenosa depende un 58,9% del suministro de gas proveniente de Egipto. Gracias a la firma, en junio del 2006, de un acuerdo para el desarrollo de un segundo tren de licuado en Damietta, Egipto, este porcentaje podría aumentar. Véase la Tabla “Egipto” en el Anexo.

²⁹ Escribano, *op. cit.*

que la mayor parte del gas que entre en España tendrá su origen en los yacimientos del Norte de África.³⁰ Por ello, las políticas energéticas que se han desarrollado estos años en España han reducido su vulnerabilidad energética, pero la práctica sigue concentrada en el suministro de gas proveniente del Norte de África.

Más allá de ello, esta apuesta por las infraestructuras tiene una consecuencia adicional. En función de cómo evolucione el todavía hipotético mercado energético europeo, España tiene elementos para convertirse, junto a Italia, en el país de tránsito del gas del Norte de África hacia Europa. Esto, en términos de Escribano (2006), sería una economía de alcance o red, fruto de la política de conectividad desarrollada, para el caso del gas, en España.

En términos de gasoductos, la cuestión es evidente, puesto que en términos europeos dos son las principales fuentes de suministro foráneo (Argelia y Rusia), con una posible incorporación de Libia.³¹ Con los cálculos actuales, como afirma González-Adalid (2006), para Europa, “los suministros de Argelia puestos en el centro de gravedad de consumo de la UE están a una distancia igual o inferior que los suministros de Rusia”. Y, “como el suministro de Rusia es muy superior al de Argelia por gasoducto, para la UE sería muy interesante disponer de gas argelino por gasoducto en Zeebrugge”.³² Desde este punto de vista, si se considera Zeebrugge un punto interesante para la llegada de cantidades relevantes de gas argelino por gasoducto (unos 20 bcm/año), la ruta más adecuada para minimizar el coste de transporte sería la que va de Hassi R'Mela a Zeebrugge pasando por Almería y la frontera hispano-francesa en las proximidades de La Junquera.³³

En términos de GNL, en la hipótesis de un mercado de GNL “globalizado”, España –junto a Italia– podría ser el actor principal de un futuro *hub* gasístico del Mediterráneo. Por ahora, España, detrás de Japón y Corea, es el tercer país del mundo en capacidad de regasificación; ello le convierte en el país de la Unión Europea con mayor número de plantas regasificadoras (seis del total de 12 de la Unión Europea) y, por lo tanto, en el principal actor europeo en el mercado de GNL.³⁴

Como explica Escribano (2006), el valor de una red depende del número de conexiones, del alcance de la red y de cuánto esté conectado al sistema energético. Por ello, el futuro como *país de tránsito* de España dependerá de cuatro cuestiones básicas:³⁵ (1) la evolución de las infraestructuras internas, incluyendo las portuarias y de almacenamiento; (2) las interconexiones europeas; (3) las inversiones en los países de la ribera sur en plantas de licuefacción; y (4) los proyectos de interconexión eléctrica.

En función de cómo evolucione todo ello, se podrá decir que la política de diversificación-flexibilización gasística, que se ha llevado a cabo en España en los últimos 15-20 años, ha tenido doble efecto en sus relaciones energéticas con el Magreb. Por una parte, ha reducido su vulnerabilidad frente a su principal suministrador, Argelia, y, por otra, ha establecido las bases para la creación de un sector gasístico integrado euro-magrebí en el que España adquiriría la categoría de país de tránsito –y tal vez comercializador–.³⁶

³⁰ Véanse las Tablas en el Anexo.

³¹ Es difícil valorar la futura influencia de Libia en el panorama energético mediterráneo, ya que es un país muy cerrado y en el que la presencia española se centra fundamentalmente en el *upstream* petrolífero. Véase la Tabla “Libia” en el Anexo.

³² Ahonda en esta idea el comentario de Manuel Valencia, que apunta la hipótesis de que si el control de Endesa hubiera sido tomado por E.on, esta última hubiera utilizado a Argelia para diversificar el suministro de gas en Europa. Con ello, España sería un lugar de paso del gas hacia Europa, aunque lo contrario –la llegada de gas procedente de Europa– no esté nada claro.

³³ Véase Antonio González-Adalid, *El gas natural en la cuenca Mediterránea: España como país de tránsito*, Palma de Mallorca, 2/XII/2006.

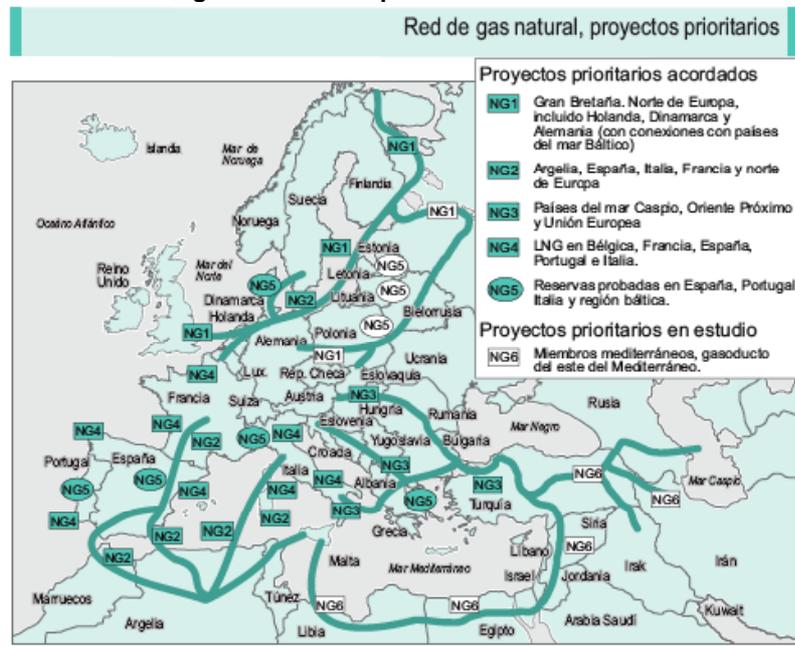
³⁴ Véase Escribano (2006).

³⁵ Véase Abdenaour Keramane y Pablo Benavides, “Conclusiones del Grupo de Trabajo III”, III Foro Euromediterráneo de la Energía, diciembre de 2006.

³⁶ En este sentido, podría ser interesante analizar algunas de las similitudes o diferencias con el caso de Turquía, que como ya hemos argumentado tiene todas las características para convertirse en un país de tránsito en el contexto geo-energético

En términos de política energética, la distinción es relevante, puesto que cuando hablamos de relaciones energéticas indica que España ya no es exclusivamente un país consumidor. Su eventual paso a la categoría de país de tránsito le proporcionaría una capacidad adicional de decisión y actuación en las relaciones energéticas europeas y magrebí.

Gráfico 6. Red de gas natural europea



Fuente: Comisión Europea. Ten-E, Priority projects

Dicho de otro modo, si se crean conexiones e infraestructuras adicionales en el resto de países europeos y en los países del Magreb, los actores energéticos españoles ya no sólo serán los compradores del gas argelino, egipcio o libio, sino, como se deduce del Gráfico 6, aquellos que también lo transportan hacia el resto de países de la UE.

Ello tiene una consecuencia. En términos hispano-magrebíes las relaciones energéticas son más complejas que las que se derivan de la concepción dicotómica. Existe un tercer tipo de país, el de tránsito, que también puede ser un actor energético relevante. El corolario de ello es que de esta forma se modifican las relaciones de poder que existían hasta el momento, puesto que en este caso España o las empresas que operen en su territorio tendrían poder de negociación –en términos energéticos– en ambos sentidos, hacia sus suministradores y hacia sus “clientes”. En términos de la ya citada interdependencia, esta hipotética –pero con los datos actuales posible– situación todavía refuerza más la mutua dependencia hispano-magrebí, especialmente en el caso de Argelia.

Las relaciones microeconómicas hispano-magrebíes

Una de las carencias fundamentales de entender las relaciones en términos de países productores y consumidores es que en los análisis y, por ende, en las recomendaciones políticas no se tiene en cuenta el hecho de que no son los países los que producen o los que consumen; quién conecta los hidrocarburos con los consumidores son las empresas energéticas que extraen, transportan, procesan y comercializan los bienes energéticos. En términos hispano-magrebíes ello se traduce en que las relaciones energéticas no se pueden sólo analizar en términos de “si España depende de Argelia o Libia”, sino que también hay que analizar las relaciones entre las empresas energéticas españolas y las norteafricanas, puesto que no hay ninguna razón *a priori* por la que los intereses de las empresas españolas sean los mismos que los del Estado español o los de las empresas magrebíes las de sus gobiernos.³⁷

paneuropeo.

³⁷ Como ya se ha comentado en la introducción de este escrito, nos limitaremos a explorar las relaciones entre las empresas

Hasta ahora, nos hemos referido exclusivamente a estas relaciones energéticas en términos de países: (a) España y los países del Magreb son interdependientes puesto que el primero depende del suministro energético del Norte de África, mientras los segundos dependen de los ingresos de su venta; y (b) esta interdependencia es mayor si además de considerar a España como país consumidor lo consideramos como país de tránsito. Por ello, en este último apartado pretendemos aportar elementos que indiquen si las alianzas microeconómicas, entre empresas españolas y del Magreb tienden a reforzar esta interdependencia observada.

En el contexto actual, especialmente después de que se produjera una cierta liberalización del mercado energético, en España, el crudo del Norte de África, como cualquier otro, es refinado por empresas como Repsol YPF y Cepsa. En el caso del gas, existe un gestor técnico del sistema que es Enagas, los titulares de las instalaciones de regasificación y las comercializadoras. Ello hace que los contratos del gas que llega a España se hagan entre empresas magrebíes y españolas, siendo las principales GN Comercializadora, Enagas, Iberdrola, Cepsa, Endesa y Unión Fenosa.

Ante ello, en las tablas anexas presentamos los principales intereses que estas empresas españolas – exceptuando Enagas– tienen en los países del Magreb, así como las alianzas que estas empresas tienen con las empresas energéticas magrebíes.

Estos intereses se detallan –por países– a continuación.

Mauritania

- (1) Sólo Repsol YPF tiene intereses en este país. Estos se reducen a actividades *upstream* en las que esta empresa es operadora.

Argelia³⁸

- (1) Repsol YPF, con presencia en yacimientos de petróleo y de gas, sigue siendo el principal agente español en exploración y desarrollo, pero en los últimos años se han sumado a estas actividades Cepsa y Gas Natural, pero no “las eléctricas”.
- (2) Exceptuando, por ahora, a Repsol YPF, uno de los sectores en los que más se ha invertido y en el que está más consolidada la presencia de empresas españolas es en el transporte. De hecho, el caso de Gas Natural y Cepsa, por ser las promotoras de los dos gasoductos que unirán Argelia con España, es obvio. Pero es interesante resaltar la apuesta que están haciendo las eléctricas españolas en este tramo de la industria.³⁹
- (3) Todas las empresas con intereses en el transporte, en cambio, firman contratos de suministro. En el caso de los gasoductos esto es una condición de los acuerdos de colaboración, pero en el caso del GNL la situación es distinta:
 - En los casos de las eléctricas Iberdrola y Endesa, la contrapartida de estos contratos es una colaboración con Sonatrach del tipo “gas de Argelia a cambio de participación en España o en la Unión Europea”. Por ahora, estos proyectos no son la norma, pero en el estado actual de cosas, ello quiere decir que Sonatrach participará en los complejos de Sagunto,

españolas y España.

³⁸ Este tema ya fue tratado en Mañé, *op. cit.* Por ello, aquí mostraremos parte de la información de ese ARI y la ampliaremos.

³⁹ Existen numerosos proyectos y si la información es correcta, uno de los objetivos de la visita del Rey Juan Carlos a Argelia (13 de marzo de 2007) fue el de mediar para que las demandas de Iberdrola y Endesa de construcción de una central eléctrica en Argelia, vinculada al proyecto de cable eléctrico submarino, lleguen a buen puerto.

Murgados y Bilbao.

- En el caso de Cepsa, ello se traduce en una colaboración en sociedades de transporte y de cogeneración y comercialización en el ámbito europeo.
- En el caso de Gas Natural, las informaciones son contradictorias, puesto que a pesar de su contrato para 3,8 bcm/año, no parece claro si esta compañía seguirá con este tipo de actividad de GNL.

(4) Existen dos tipos de nuevos acuerdos entre las empresas españolas y Sonatrach que ya no se limitan sólo a una fase de la cadena energética, si no que empiezan a ser integrados (proyectos que van desde la extracción hasta el transporte, producción y comercialización en el país de destino). Lo dicho en el apartado anterior es una muestra, pero en el caso de Argelia hay dos hechos que merecen atención a parte:

- El tipo de colaboración que ya existía entre BP y Sonatrach para el caso del gas de In-Salah, pero que hasta la firma del proyecto de Gassi Touil no se había producido con empresas españolas. Tal como está plantado en este momento, esto supone la integración desde los yacimientos argelinos hasta la regasificación y comercialización en España –y probablemente la UE–. En el futuro ésta también podría ser la forma en que, al menos, CEPSA, se planteen su futura colaboración con Sonatrach. Todavía es pronto para saber cómo va a evolucionar este proyecto que debería entrar en funcionamiento en 2009, pero el resultado podría ser que produjera el equivalente del 20% del consumo de gas en España.
- El proyecto de cable eléctrico en el que participan las eléctricas Endesa e Iberdrola es otra forma de integración del sector ya que este cable supondrá la interconexión del sector eléctrico español al magrebí.

(5) Otro nuevo tipo de actividad, aunque los detalles están todavía sin confirmar, es el establecimiento de una planta petroquímica por parte de Repsol YPF con ENIP.

En resumen, en el *upstream* parece haber dos tipos de intereses, los vinculados al petróleo, que no se relacionan con otros proyectos, y los vinculados al gas, que tienden a integrar a Sonatrach en el transporte hacia España (Gas Natural y Cepsa), a integrarse en toda la cadena gasística (Repsol YPF y Gas Natural), a integrarse en la comercialización de gas en España y la UE (Cepsa) y a integrarse en la generación y transporte de electricidad a escala hispano-magrebí o euro-magrebí, en caso de que estos proyectos –más el del anillo eléctrico del Mediterráneo– siguieran adelante.

Marruecos

En este país parece haber cuatro tipos de intereses:

- (1) Repsol YPF y Gas Natural, que tienen intereses en el *upstream*.
- (2) Repsol YPF y Cepsa, que parecen ver a Marruecos como un mercado potencial (o como el núcleo de un futuro mercado magrebí), puesto que en ambos casos tienen empresas comercializadoras.
- (3) Gas Natural, que por ser Marruecos el país de tránsito del GME tiene intereses en Sagane.
- (4) El de las eléctricas Iberdrola y Endesa, que en ambos casos tienen acuerdos con ONE para construir centrales eléctricas en Marruecos. Si son para el consumo local ello indica que, como en el caso de Repsol YPF y Cepsa, ven a Marruecos como un mercado potencial. Estos intereses eléctricos se completan con el acuerdo para que Iberdrola construya un parque eólico en el país.

En resumen, si exceptuamos el caso de Sagane, que responde a otra lógica, los intereses de las empresas españolas en Marruecos parecen ser de dos tipos. Como en los casos anteriores, el extractor de Repsol YPF y el de mercado en una doble faceta: la de bienes refinados y energéticos. Por ahora, no tenemos información para saber si ello forma parte de una estrategia regional más amplia, especialmente en el caso de la electricidad.

Túnez

- (1) Por ahora, el interés parece prácticamente nulo y sólo Iberdrola a través de su filial Iberinco participa en la modernización de las infraestructuras eléctricas.

Libia

- (1) Sólo Repsol YPF tiene intereses en la extracción de crudo, pero en términos de diversificación de sus suministros esta es la gran apuesta de la empresa en la zona y uno de sus ejes de crecimiento futuro. De hecho, es la segunda empresa energética en Libia, sólo por detrás de la compañía nacional Libia (NOC), y, en el contexto de precios del crudo actual, una fuente significativa de beneficios.

Egipto

Egipto centra el interés de tres empresas:

- (1) Cepsa, que tiene intereses en la extracción.
- (2) Unión Fenosa, con su proyecto estrella: el de licuefacción en Damietta, vinculado no sólo a su suministro de gas para Murgados, sino a todo su proyecto internacional gasístico.⁴⁰ Este proyecto tiene vocación de proyecto integrado y vincula el gas egipcio con la generación y la comercialización de electricidad en España. En este caso, el contrato de 4 bcm/año supone el 58,9% de los aprovisionamientos de esta empresa.
- (3) Gamesa, que tiene el proyecto de construir un parque eólico.

En resumen, en Egipto existen dos proyectos similares a los de Argelia, pero parecen puntuales y, si exceptuamos Cepsa, Egipto parece ser unas de las grandes apuestas de Unión Fenosa.

Por todo ello, podemos concluir esta descripción de intereses de las empresas españolas en el Magreb diciendo que, en general, éstos parecen reflejar la interdependencia de las relaciones energéticas que hemos establecido en los dos apartados anteriores. Los datos que consignamos en las Tablas del Anexo son acuerdos recientes, lo que refleja que poco a poco en términos empresariales las relaciones hispano-magrebíes salen del tradicional patrón de alianzas que implicaban exclusivamente los acuerdos en el *upstream* de los territorios ricos en hidrocarburos, a cambio de nada en los países consumidores. Así, los cuadros muestran una creciente integración microeconómica en un número creciente, también, de fases de la industria. Ello es especialmente cierto en dos casos:

- (1) En las alianzas entre las empresas españolas y la argelina Sonatrach, que si se siguen consolidando podrían ser el núcleo de lo que apuntó la vicepresidenta Fernández de la Vega en el sentido de crear un “partenariado energético” hispano-argelino.⁴¹
- (2) En el caso del sector del gas, frente al del petróleo, aunque podría estar apareciendo un quinto tipo de patrón de comportamiento de las petroleras Repsol YPF y Cepsa más integrado.⁴²

⁴⁰ Véase la Tabla “Egipto” en el Anexo.

⁴¹ En el caso marroquí, si se consolidan las alianzas actuales, podría ser que las empresas españolas lo vieran como mercado potencial. Falta por ver si este país se convierte en el eje de una estrategia hispano-magrebí más amplia.

⁴² Estas empresas tienen un comportamiento más propio del patrón “tradicional” de empresa que sólo tiene alianzas con las empresas locales en la fase de extracción, pero ninguna en las fases posteriores. Por otra parte, estas alianzas extractoras entran más en una lógica de alianzas mundiales que regionales. Muestra de ello es que los socios de estas dos empresas en sus actividades de exploración y desarrollo son empresas foráneas. Sin embargo, parece haber alguna novedad en este patrón, puesto que ambas compañías empiezan a desarrollar alianzas en el ámbito de la comercialización de bienes derivados en Argelia y Marruecos. Esto podría ser indicativo de un nuevo tipo de alianzas hispano-magrebíes, aunque no está claro cómo ello beneficiaría a España, ya que en este caso los países del Magreb pasarían a ser los “consumidores” de los bienes producidos.

En general, se observan cuatro posibles patrones futuros de alianzas:

- (1) El que se deriva del acuerdo más “antiguo”, que supuso la primera forma de integración microeconómica en la zona, el gasoducto GME.⁴³ Ahora esta es una forma de integración limitada que une el “*upstream* Sonatrach” a la comercialización de gas “de Gas Natural” en España. Este tipo de patrón podría ser también el que se derivará de la puesta en funcionamiento del Medgaz. En el futuro este tipo de alianzas empresariales podría convertir al territorio español en una mera vía de tránsito de gasoductos.
- (2) Un segundo tipo de alianzas son las que se derivan del “proyecto estrella” de Gassi-Touil – retrasado en este momento –, que integra la extracción conjunta a la comercialización conjunta. En este caso, no queda claro si la comercialización se dirigirá exclusivamente al mercado español o a uno más amplio, puesto que si las previsiones se cumplen, sólo el proyecto mencionado supone ya el 20% del consumo en España. Desde este punto de vista, alianzas de este tipo podrían convertir a España en eje de la comercialización hacia la Unión Europea del gas proveniente del Norte de África. Los acuerdos de Cepsa y los de Unión Fenosa, que ya comercializa el 13,3% de “su” gas mediante *trading* internacional, parecen ir también en esta dirección.
- (3) Un tercer tipo de alianzas, con muchas semejanzas con lo anterior, pero que combina tránsito por gasoducto con suministro de GNL y generación de electricidad. Estas son las que combinan los intereses de las eléctricas con Sonatrach en Argelia y EGAS en Egipto. Este tipo de alianzas, por ahora, integran los contratos de gas con la regasificación y generación conjunta en España. Es de esperar –una muestra sería el proyecto Reganosa– que ello acabe integrando el sector gasístico magrebí al eléctrico español, y en función de cómo evolucionen las alianzas en el sector europeo, integrando el sector gasístico magrebí al eléctrico europeo.
- (4) Un cuarto tipo de alianzas, por ahora sólo esbozadas, son las que apuntan hacia la interconexión del sector eléctrico hispano-magrebí con proyectos en tres ámbitos: los que se dan en Marruecos con las alianzas entre Endesa e Iberdrola con ONE, los que promueven la generación de energías alternativas en estos países y, por último, el ambicioso proyecto del cable. Esta cuestión se reforzaría todavía más si el también ambicioso proyecto del anillo eléctrico euromediterráneo siguiera hacia delante.

Así, en el caso de los tres primeros tipos de alianzas, los hidrocarburos del Magreb seguirían siendo el *upstream* gasístico de España y en el futuro de la UE, pero las alianzas entre empresas españolas y norteafricanas llevarían a que las empresas de los “países productores” quedaran integradas en la misma lógica que la de la industria gasística/eléctrica española o europea –por cierto, que es lo que Sonatrach, como empresa, lleva tiempo reclamando y que parece ya haber logrado, puesto que la Comisión Nacional de la Energía (CNE) española ha dado luz verde a que la filial española de Sonatrach venda gas en España–.⁴⁴

En cualquiera de estos casos:

- (a) La actuación de los dos grupos de empresas (las españolas y las norteafricanas) es interdependiente, aunque en función de los momentos alguno de los dos grupos podría dominar

⁴³ Este tipo de proyecto pionero –y vital para el suministro de gas a España– podría quedarse “parado” si no se establecen interconexiones europeas. En la actualidad presenta tres problemas mayores: “la competencia” de Medgaz, –con cuyos socios Sonatrach está haciendo alianzas en el *downstream*–, la apuesta por el GNL y su paso por Marruecos.

⁴⁴ Esta cuestión plantea el interrogante, expresado por Jorge Segrelles, de ¿cuál debe ser la relación con una empresa que es, al mismo tiempo, suministradora “aguas abajo” y competidora en la venta en el mercado español o europeo? En este sentido, todos los miembros del grupo de trabajo apuntaron hacia la necesidad de establecer unas reglas del juego muy claras.

sobre el otro.

- (b) El territorio español sería el eje entre el Magreb y Europa, aunque en cada uno de ellos el valor añadido de lo comercializado o producido es distinto.
- (c) Los efectos para los consumidores españoles son inciertos.

En el último, el caso de la interconexión eléctrica, aparecen demasiados interrogantes, pero si nos hemos de fiar de las conclusiones del MEDREG éstas apuntan hacia un interés creciente en la integración del mercado del gas y también del eléctrico Mediterráneo, aunque en ello las consecuencias concretas para España no son claras. A este respecto, podríamos hacer hipótesis en dos sentidos, ya que por una parte parece que desde España se presiona para que las demandas de Iberdrola y Endesa de construir una central eléctrica asociada al proyecto del cable eléctrico progresan, pero por otro lado existía la posibilidad de que tras la culminación de la adquisición de Endesa por E.on, el conglomerado resultante acabara actuando en función de los intereses energéticos de Berlín.⁴⁵

Conclusión

En términos de una lógica de países consumidores frente a países productores, España y los países del Magreb son interdependientes. Esta interdependencia se refuerza cuando hablamos de las relaciones con Argelia y del suministro de gas de este país, entonces vemos a España como país de tránsito. Ambos aspectos permiten pensar en España como un actor regional con poder y capacidad de actuación en el espacio geo-energético hispano-magrebí, parte de uno más amplio europeo. Cuando introducimos en el análisis a los otros actores de este espacio, las empresas, esta idea se refuerza. Esto debería querer decir que en términos potenciales España dispone de elementos para ser un actor con poder y relevante en un futuro escenario energético regional. Es decir, un agente con capacidad de negociación en el ámbito energético europeo. Así, esta opción podría convertirse –para España– en una de las grandes bazas a la hora negociar en el contexto energético europeo, pero ello dependerá de si se crean nuevas conexiones con Europa, de cuáles van a ser las infraestructuras gasísticas y eléctricas que se ubiquen en los países del Magreb y de cuál sea la capacidad de absorción del mercado ibérico.

Por otra parte, esta opción también plantea ciertos riesgos:

- (a) Un riesgo para los consumidores españoles, ya que la hipotética conversión de España en un territorio de tránsito no quiere decir que –automáticamente– el suministro energético para los consumidores españoles esté asegurado, puesto que, como ya se planteó en Escribano (2006) “la seguridad energética puede no tener las mismas implicaciones para los gobiernos, las empresas energéticas y los consumidores finales (hogares y empresas)”.⁴⁶
- (b) Un riesgo en términos de interrupciones en el flujo de crudo, gas o electricidad. Este riesgo es difícil de cuantificar, pero podría ir en el mismo sentido que el volumen creciente de infraestructuras que interconecten el Continente europeo con la Ribera sur del Mediterráneo. Es decir, a más infraestructuras mayor riesgo potencial, puesto que a la vez que se multiplican los medios de transporte y almacenamiento, se multiplican los países de tránsito⁴⁷ y/o las posibilidades de que estas infraestructuras –incluyendo las de GNL– estén en o pasen por países inestables o amenazados por el “terrorismo globalizado”.⁴⁸

⁴⁵ Esta reflexión proviene de un comentario de Augusto Soto, que apuntaba hacia un posible eje energético Berlín-Moscú.

⁴⁶ Esta reflexión volvió a salir al discutir este trabajo de la boca de José María Marín, al afirmar que “el tubo es privado y no tiene porqué coincidir con intereses públicos, especialmente cuando nos hallamos frente a accionarios extranjeros”.

⁴⁷ De hecho, en la actualidad, ya se ha producido algún incidente con el gas que pasa por Marruecos, por desavenencias entre este país y Argelia.

⁴⁸ Aunque la experiencia de las relaciones energéticas con Argelia indique lo contrario, ante el surgimiento de grupos ubicados en Argelia integrados en la red de al-Qaeda, llevó a varias personas del grupo de trabajo (Fidel Sandagorta, Félix Arteaga y Augusto Soto) a plantear esta opción.

Anexo

Tablas 2-7. Inversiones de empresas energéticas españolas en los países del Magreb y alianzas con empresas energéticas magrebíes

Tabla 2. Mauritania

	Repsol YPF	Gas Natural	CEPSA	Iberdrola	Unión Fenosa	Endesa
Mauritania						
Suministro						
Tubo						
Upstream						
	- Bloques TA-10 y TA-9 (operador 100% Repsol)					
Licuefacción						
Transporte						
Ciclo combinado						
Infraestructuras						
Refino y comercialización						
Alternativas						
CN Nacional en España /UE						

Tabla 3. Argelia

	Repsol YPF	Gas Natural	CEPSA	Iberdrola	Unión Fenosa	Endesa
Argelia						
Suministro						
Barco		-GNL 3.8bcm/año	-GNL 0,85bcm/año.	-GNL 1bcm/año		-GNL 1bcm/año
Tubo		-Por GME 9bcm/año	-Por MEDGAZ 1,6bcm/año (2009)	-Por MEDGAZ 1,6bcm/año (2008)		-Por MEDGAZ 960bcm/año
Upstream	<p>- 401d Woodside (26,25%), Sonatrach (25%), Repsol YPF (41,25%), Partex (7,5%)</p> <p>-Gassi Touil-Rhourde Nous (SONATRACH, Gas Natural, RepsolYPF (en % 20/32/48))</p> <p>-Gassi Chergui Oeste (SONATRACH, Gas Natural, RepsolYPF (en % 20/32/48))</p> <p>-Reggane (351c,352c) con Sonatrach (25%), RWE (22,5%), Edison (18,75%)</p> <p>-M'Sari Akabli 332a,341a3, 339a1,337a1 Sonatrach (25%), Repsol YPF (45%), RWE Dea (30%)</p>	<p>-Gassi Touil-Rhourde Nous (SONATRACH, Gas Natural (en % 20/32/48))</p> <p>-Gassi Chergui Oeste (SONATRACH, Gas Natural (en % 20/32/48))</p>	<p>-Blq. 406a (ORD 39,75%, SNT 36% y RKF 100%)</p> <p>-Timimoun (Blq. 325a y 329, CEPSA 11,25%, Total 63,75%, SNT 25%)</p> <p>-Bechar (Blq. 309b1, 310b1, 311b1, 319b1) CEPSA/Total (20/80)</p>			
	<p>-TFT (Sonatrach 35%, Total 35%, Repsol 30%)</p> <p>-Issaouane (BEO, TIM, TFR) - Repsol (55%), Orange Nassau (15%), Samsung (20%), Kyong-In (10%)</p>					
Licuefacción						
	- Sociedad de Licuación (SDL) - Sonatrach (20%), Repsol (48%) y Gas Natural (32%).	- Sociedad de Licuación (SDL) - Sonatrach (20%), Repsol (48%) y Gas Natural (32%).				
Transporte		<p>- GME (SNT, Gas Natural)</p> <p>- MEDGAZ (10%)</p>	<p>-MEDGAZ (20%)</p> <p>-SONACEP (Sdad. Con SNT de pricing de crudo)</p>	-MEDGAZ (12%)		-MEDGAZ (12%)
Ciclo combinado				-en proyecto con cable		-en proyecto con cable
Infraestructuras				<p>-IBERINCO en Constantina</p> <p>- Construcción de cable eléctrico con SNT, SONELGAZ y AEC + Iberdrola</p>		- Construcción de cable eléctrico con SNT, SONELGAZ y AEC + Iberdrola
Refino y comercialización						
	Petroquímica (planta de polietileno), ENIP (66%) y Repsol química (33%)					
Alternativas				-Declara interés		
CN Nacional en España /UE			<p>-SNT participa 30% en GEPESA de cogeneración</p> <p>-CEPSA Gas comercializadora (SNT 30%, CEPSA (35%) Total (35%))</p>	SNT participa en las centrales de cogeneración (Bizkaia-gas y Sagunto?)	- Proyecto Reganosa (UniónFenosa (21%), Endesa (21%), SNT (10%))	<p>- Proyecto Reganosa (UniónFenosa (21%), Endesa (21%), SNT (10%))</p> <p>-Participación SNT en proyectos de regasificación en LIVORNO</p>

Tabla 4. Marruecos

	Repsol YPF	Gas Natural	CEPSA	Iberdrola	Unión Fenosa	Endesa
Marruecos						
Suministro						
Barco						
Tubo						
Upstream						
	- Tanger-Larache bloques 1,2 y 3: ONHYM (25%), Gas Natural (30%) y Dana 15%, Repsol YPF operador (30%) - Rimella Shell (45%), ONAREP (25%), Wintershall (10%), Repsol (20%)	- Tanger-Larache bloques 1,2 y 3: ONHYM (25%), Gas Natural (30%) y Dana 15%, Repsol YPF operador (30%)				
Licuefacción						
Transporte						
		-SAGANE participa en Metragaz (72,33%) y EMPL (72,6%)				
Ciclo combinado						
				- Acuerdo con ONE para construcción central		- Tahaddart (ONE 48%, Endesa 32%, Siemens 20%) -Acuerdo Al Wahda (Endesa 20%, ONE ?)
Infraestructuras						
Refino y comercialización						
	-National Gaz (distribuidora de GLP envasado)		-CEPSA Maghreb, S.A. (CEPSA 50% e IPIC 50%) -Petrosud (CEPSA Maghreb 70% y Otros 30%)			
Alternativas						
				- Parque eólico		
CN Nacional en España /UE						

Tabla 5. Túnez

	Repsol YPF	Gas Natural	CEPSA	Iberdrola	Unión Fenosa	Endesa
Túnez						
Suministro						
Barco						
Tubo						
Upstream						
Licuefacción						
Transporte						
Ciclo combinado						
Infraestructuras						
				-Iberinco, modernización red eléctrica		
Refino y comercialización						
Alternativas						
CN Nacional en España /UE						

Tabla 6. Libia

	Repsol YPF	Gas Natural	CEPSA	Iberdrola	Unión Fenosa	Endesa
Libia						
Suministro						
Barco						
Tubo						
Upstream						
	- NC 115 - Operador ROO. NOC (75%), REMSA (10%), OMV (7,5%) y TOTAL (7,5%) - NC 186, 187, 190 (Murzuk). Norsk Hydro ASA (8%), Total (9,6%), OMV (9,6%), NOC (60%) REMSA (12,8%) - NC de 199 a 204 Operador REMSA, NOC (65%), REMSA (21%), OMV (14%) - NC de 205 a 210 Operador Woodside (16,65%), Repsol (12,95%) y Hellenic Petroleum (7,40%). NOC (63%)					
Licuefacción						
Transporte						
Ciclo combinado						
Infraestructuras						
Refino y comercialización						
Alternativas						
CN Nacional en España /UE						

Tabla 7. Egipto

	Repsol YPF	Gas Natural	CEPSA	Iberdrola	Unión Fenosa	Endesa	Gamesa
Egipto							
Suministro							
Barco					-4bcm/año		
Tubo							
Upstream							
			- North Bahrein CEPSA 25% y Ieoc (ENI) 75% - South Feiran con ENI (vendido a Dana) -South Alamein. Cepsa actuará como operador				
Licuefacción					-Damietta Planta de licuefacción (7,5bcm) + acuerdo 2º tren(7bcm) SEGAS (Unión Fenosa gas 80% (50% UF y ENI), EGAS 10% y EGPC 10%)		
Transporte							
Ciclo combinado							
Infraestructuras							
Refino y comercialización							
Alternativas							
CN Nacional en España /UE							-Parque eólico

Fuente: elaboración propia a partir de páginas web de las compañías, resumen de prensa de los años 2004-2006 de la base de datos Factiva e información proporcionada por las compañías.

Aurèlia Mañé Estrada

Profesora titular de Política Económica, Universidad de Barcelona

Alejandro V. Lorca Corrons

Catedrático de Fundamentos del Análisis Económico, Universidad Autónoma de Madrid