

Aurèlia Mañé Estrada*

¿QUÉ POLÍTICA DE SEGURIDAD ENERGÉTICA PARA EL MEDITERRÁNEO OCCIDENTAL?: ENSEÑANZAS DE LAS RELACIONES ENERGÉTICAS ARGELINO-EUROPEAS

Este artículo pretende sacar a la luz elementos fundamentales de las relaciones energéticas euromediterráneas. Para ello, se discutirá si los países consumidores mediterráneos son dependientes de los productores del Sur. En segundo lugar, por medio del análisis de las relaciones que se dan entre las empresas energéticas, se establecerán algunas de las características fundamentales de las relaciones energéticas que se dan en el Mediterráneo Occidental. Por último, a modo de conclusión, se presentarán los elementos que, según la autora, se deberían tener en cuenta a la hora de diseñar las políticas de seguridad energética en esta zona del planeta.

Palabras clave: energía, geopolítica, dependencia energética, política energética, petróleo, gas, Mediterráneo, Argelia.

Clasificación JEL: Q43, Q48, F23, L71, L95.

1. Introducción

Desde que a raíz de la Guerra Árabe-Israelí de octubre de 1973, los países agrupados bajo el cartel de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) declararan que emplearían el petróleo como arma política, se ha generalizado la idea de que el «mundo energético» se divide en dos categorías de actores —países produc-

tores y países consumidores¹— con relaciones de dependencia y, en muchos casos, conflictivas. Esta idea resulta de entender que los intereses de estos dos tipos de países son antagónicos y, por ello, conflictivos. Ello redundaba en un enfoque de seguridad energética fundado en la idea de que el problema de la seguridad energética

¹ En todo el texto emplearemos estos términos, porque son los comúnmente aceptados. Sin embargo, según nuestro modo de ver no reflejan adecuadamente su significado. De hecho, consideramos que se debería sustituir el término *país productor* por el de países con territorios ricos en hidrocarburos y el de *país consumidor* por el de países con consumidores. En otros textos, he denominado a esta forma dominante de entender las relaciones energéticas, Paradigma Energético Dicotómico (PED).

* GATE (Universitat de Barcelona).

Este artículo es fruto de la participación de la autora en el proyecto Política exterior y relaciones culturales con el Mundo Árabe, SEJ 2005-8867-C03-03, dirigido por el Dr. Miguel Hernando de Larramendi de la Universidad de Castilla-La Mancha.

tiene su origen en la dependencia que los llamados *países consumidores* tienen de la oferta de los llamados *países productores*. Por ello, las políticas de seguridad energética suelen ser *supply side*.

También, en la UE, hasta fechas bien recientes, las cuestiones relativas a la seguridad se diagnostican en función de la *creciente exposición de la Unión Europea a los riesgos asociados con la oferta* (CIEP, 2004: 84). Esta creciente exposición se explica en el *Libro Verde*² de la UE, por cuatro cuestiones: el fuerte peso de los hidrocarburos en el consumo de energía primaria de la UE; la fuerte dependencia de la UE de la importación de esta energía fósil; la concentración de estas compras en unos pocos países (sobre todo, cuando nos referimos al gas natural); y, por último, las previsiones de que tanto este consumo como esta dependencia importadora no harán más que aumentar en las próximas décadas.

Ante este diagnóstico, las políticas de seguridad de la Unión Europea, se han basado en el enfoque de *Mercados e Instituciones* (CIEP, 2004: 88). Éste es un enfoque que aboga por la creación de un mercado energético como mecanismo autorregulador de la seguridad energética. Por ello, el principal reto de la política energética es, en primer lugar, crear el mercado energético y, en segundo, mantenerlo aislado de la actuación de los Estados productores y de los Gobiernos de los países consumidores, con el fin de que desaparezca la incertidumbre a la que se enfrentan las empresas energéticas privadas. Un buen ejemplo de esta política en la UE, es la *Carta de la Energía*³.

En términos mediterráneos este enfoque de «mercado» de la política de seguridad energética aparece con el llamado Proceso de Barcelona. En la Declaración de Barcelona de 1995 se dice que el sector energético tie-

ne una *función axial* (...) en el *partenariado Euromediterráneo*. Lo que quiere significar que se le considera un elemento clave para el desarrollo del Norte de África. Por otra parte, la Declaración de Barcelona apuesta por *profundizar e intensificar el dialogo en el ámbito de las políticas energéticas (...) para crear el contexto propicio para la inversión y las actividades de las compañías energéticas, cooperando para permitir a estas compañías expandir sus redes energéticas y comentar las interconexiones*⁴.

En los más de diez años que han transcurrido desde el inicio del *Proceso de Barcelona*, los efectos de esta política han conducido a:

1. La progresiva apertura de las economías de los países del Sur del Mediterráneo y, por ende, de los sectores energéticos de estos países⁵ y de los flujos de inversiones⁶, atraídos por el sector energético en su doble vertiente: producción de energía y financiera o de renta.
2. La implicación activa del Banco Europeo de Inversiones (BEI) en la financiación de las grandes infraestructuras energéticas⁷, junto con la clasificación de prioritarios de varios proyectos de infraestructuras energéticas, por parte de la DG de Energía y Transporte de la UE.

⁴ Citado en OME (2006).

⁵ Cabe decir que esta apertura no sólo viene propiciada por la creación de la Zona de Libre Comercio, en Argelia esta apertura se produjo ya en los primeros años noventa y se consolidó en 1994, con la implantación de un Plan de Ajuste Estructural auspiciado por el FMI. Por el contrario, la de Egipto es muy reciente y la de Libia todavía está en fase de producirse.

⁶ A pesar de este aumento, los europeos no son los inversores mayoritarios en esta zona. En 2005, el 21 por 100 de la inversión fue europea, el 25 por 100 estadounidense y, estos últimos años, los países del Golfo han pasado a ser los primeros inversores en la zona, con una fuerte presencia en los proyectos de servicios bancarios, financieros y comerciales. Véase HENRY y SAINT-LAURENT (2007).

⁷ Entre 1995 y la actualidad, por ejemplo, el BEI ha otorgado 496,9 millones de euros para la construcción del Gasoducto-GR2 y en otros proyectos energéticos en Argelia, 977,87 millones de euros en Egipto, especialmente en el proyecto gasístico de Damietta y 185 millones de euros en la parte del gasoducto que pasa por Túnez hacia España. «*Energy financing is one of the EIB strategic lending priorities both inside and outside the EU*» [Corporate operational Plan (COP) 2007-2009].

² EU (2000).

³ El término *Energy Charter process* se refiere a todas las obligaciones y actividades contenidas en la *European Energy Charter* de 1991; en la *Energy Charter Treaty* de 1994 (corregida por el Trade Amendment de 1998); y la *Energy Charter Protocol on Energy Efficiency and Related Environmental Aspects* de 1994.

3. El surgimiento, bajo el paraguas del partenariado Euromediterráneo, de estructuras institucionales que aúnan los intereses de los actores energéticos de la región. Las dos más relevantes son, la Organización Mediterránea de la Energía (OME), que agrupa las compañías energéticas del Sur y del Norte del Mediterráneo, y el Foro de Energía Euromediterráneo, que agrupa a actores gubernamentales y empresariales del sector.

Estos tres aspectos han reforzado las relaciones energéticas en la zona euromediterránea, especialmente entre Argelia, España e Italia; pero también se ha incrementado el peso que el gas proveniente de Egipto tiene como insumo energético en España; se ha producido una tímida pero significativa apertura de los yacimientos libios; y parece que hay una creciente articulación en el sector energético ibérico (España y Portugal). Hasta la fecha, el papel energético de Francia en la zona —probablemente por su vertiente atlántica y mediterránea— no ha sido tan claro como el de España e Italia.

Frente a ello proponemos basar el estudio en la evolución concreta de las relaciones energéticas entre los países europeos del Mediterráneo Occidental —en este artículo, Francia, Italia, España y Portugal, agrupados en el acrónimo EUR-4— con Argelia, el país de la zona cuyo sector energético es más abierto y tiene una mayor presencia de inversores extranjeros. Por otra parte, en este análisis partimos de la premisa de que el grueso de las relaciones energéticas en esta región tiene como base el gas, puesto que, aunque la discusión está abierta⁸, todos los analistas coinciden en afirmar que el peso del gas en las relaciones europeas tenderá a crecer.

Además, la creciente importancia del gas en el consumo energético europeo, junto con la ausencia de políticas energéticas comunes, favorece la creación de un microcosmos que se convierte en un espacio gasístico⁹

regional autónomo¹⁰ en el contexto energético —más amplio— paneuropeo. Muestra de esta subregionalización es la creación de foros institucionales propios como son la asociación de compañías energéticas del Sur y del Norte del Mediterráneo —el Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME)— y el Foro Euromediterráneo de Energía.

¿Los países consumidores EUR-4 son dependientes de los productores mediterráneos?

En el enfoque energético mayoritario¹¹ se considera que los países importadores-consumidores son dependientes de los exportadores. En el espacio mediterráneo esta sensación de vulnerabilidad¹² se ha acentuado en los últimos meses: primero con la modificación de la Ley de Hidrocarburos argelina¹³, después con las amenazas verbales de la creación de un cártel del gas¹⁴ y, por último, con el reciente contencioso entre la empresa Argelina Sonatrach y las españolas Repsol y Gas Natural¹⁵.

empresarial energética todavía refuerza más la desaparición de los mercados regionales. Además, es difícil establecer, aunque pueda existir, el componente regional de estas relaciones. Por ejemplo, en España, una lectura de los anuarios de varias compañías nos llevaría a establecer una reexportación de un escaso 10 por 100, —Repsol YPF— y de un 50 por 100, si hablamos de CEPSA, pero no queda claro donde se dirigen estas ventas. Por el contrario, en Francia, la Base de datos COMTRADE muestra que se exporta el 98 por 100 de la partida «petróleos, aceites y crudo» a Bélgica, lo que hace intuir un comercio intra Total-Fina.

¹⁰ Para una mayor justificación de esta cuestión véase MAÑÉ (2008).

¹¹ Véase nota 1.

¹² Sobre esta cuestión, véase el artículo de Gonzalo ESCRIBANO en este mismo número.

¹³ La Ley 05-07 parecía hecha para promover las alianzas transnacionales, sin embargo, en el verano de 2006 se produjo una nueva modificación legislativa que hizo temer un retroceso en la política internacionalizadora argelina. Para un análisis de esta cuestión véase MAÑÉ (2006).

¹⁴ A este respecto véanse los artículos publicados por Antonio SÁNCHEZ ANDRÉS en los periódicos *Expansión*, 14 de abril 2007 y *Cinco Días*, 12 abril de 2007. También es relevante a este propósito los pros y los contras de la discusión que presenta ISBELL (2007).

¹⁵ Este proyecto gasístico integrado, conjunto entre Repsol YPF (48 por 100), Gas Natural (32 por 100) y Sonatrach (20 por 100), ha sufrido muchos más retrasos de lo debido. Hoy en día, este proyecto se ha cancelado y Sonatrach ha anunciado que lo va a llevar a cabo ella sola.

⁸ A este respecto véase, OME (2007).

⁹ En el caso del petróleo es más difícil afirmar la existencia de este espacio regional, puesto que hoy los mercados de crudo están técnicamente unificados. Por otra parte, la creciente transnacionalización

CUADRO 1
EXPORTACIONES ARGELINAS DE HIDROCARBUROS POR ZONAS DE DESTINO, 2006^a

	Petróleo	Gas natural	GNL ^b	GPL ^c	Total
Total (unidades físicas)	947,2 * 10³ bbl/d^d	37,8 * 10⁹ m³	23,9 * 10⁹ m³	7,0 * 10⁶ Tm	
Total EUR-4 (porcentajes no ponderados) . .	21,62	98,02	56,00	63,00	
América del Norte ^e	30,67		0,80	2,08	33,55
América Latina	2,46			0,16	2,62
Europa del Este ^f	0,06	0,14			0,20
Europa Occidental:	17,45	14,00	15,80	5,76	53,01
<i>Francia</i>	<i>4,10</i>		<i>7,00</i>		<i>11,10</i>
<i>Italia</i>	<i>4,09</i>	<i>9,38</i>	<i>1,40</i>		<i>14,87</i>
<i>España</i>	<i>4,13</i>	<i>3,50</i>	<i>2,80</i>		<i>10,43</i>
<i>Portugal</i>		<i>0,84</i>			<i>0,84</i>
Total EUR-4					37,24
Asia/Pacífico	1,26		0,20		1,46
Otros	5,12		3,20		8,32
Total	57,02	14,14	20,00	8,00	99,16

NOTAS: ^a Porcentajes ponderados en función del peso de cada hidrocarburo en las exportaciones argelinas, salvo que se indique otra cosa; ^b Gas natural licuado; ^c Gas de petróleo licuado; ^d Barriles por día; ^e Canadá 9 por 100 y USA 21,67 por 100; ^f Gas natural (Eslovenia).
FUENTE: OPEC, *Table 51; Sonatrach, Commercialisation Gas 2007, Rapport Annuel 2006 y elaboración propia.*

La veracidad de esta afirmación se ha de contrastar empíricamente. Empezaremos con los datos del Cuadro 1, donde se pondera el peso de cada tipo de hidrocarburo (petróleo, GN, GNL y GPL) en las exportaciones argelinas, por destino.

Este cuadro tiene dos lecturas. La primera es que los EUR-4 dependen mucho de las exportaciones argelinas, ya que el 37,24 por 100 de todo lo que exporta uno de los primeros productores del mundo se dirige hacia esos cuatro países. Sin embargo, la inversa también es cierta, los EUR-4 adquieren el 37,24 por 100 de todo lo que vende Argelia y, en el caso del GN, casi el 100 por 100. En el caso del GNL y el GPL ese porcentaje es un poco menor, pero en ambos casos superior al 50 por 100. Así, si Argelia se quedara sin estos compradores difícilmente podría subsistir. Máxime si se tiene en cuenta que en este país la estabilidad económica y política está positiva y directamente relacionada con el volumen de ingresos que recibe por las ventas de hidrocarburos.

De ahí que deberíamos decir que, si existe dependencia, ésta es mutua. Es más, con los datos en la mano, la inseguridad de la demanda parece mayor que el riesgo de *shock* de oferta¹⁶.

Esta interdependencia se refuerza cuando en el análisis se introduce el segmento intermedio, transporte y almacenamiento de gas. En los últimos años se ha producido una transformación radical de las infraestructuras gasistas en los países EUR-4, especialmente en España e Italia.

La mayoría de las terminales de GNL y gasoductos que tenemos hoy en día no existían hace pocos años. Empezando por España, sólo en Barcelona (1969), Huelva (1988) y Cartagena (1989) existían en el siglo

¹⁶ La OME (2007: 6), por ejemplo, escribe: «*If developing demand requires having guarantees about supply, developing supply requires guarantees about demand*».

pasado. En 1995, se produjo el primer gran cambio con el gasoducto Duran Farell, y en los últimos años se crearon nuevas plantas en Bilbao, Mugardos y Sagunto. Así, en España ya se ha duplicado la capacidad de regasificación, de almacenamiento y transporte, mientras se espera que entre en funcionamiento el gasoducto MEDGAZ y se creen dos nuevas plantas en las Islas Canarias.

Italia, sólo tenía una planta regasificadora en funcionamiento (Paningaglia, en el Norte. En breve, tres más entrarán en funcionamiento (Brindisi, Livorno y Rovigo) y existen ocho proyectos más de construcción o expansión. Por otra parte, al ya existente gasoducto Enrico Mattei (1983-1994), se le sumará el GALSI en el 2011. En Francia los proyectos son más modestos, pero a las dos regasificadoras existentes (Fos-sur-Mer y Montoir) se le podrían sumar un par más. Portugal, por ahora, es el único país que no tiene previsto incrementar su actual capacidad de regasificación.

La creciente edificación de plantas regasificadoras y, por ende, del suministro del GNL tiene un doble efecto. Por una parte, permite que se reduzca la dependencia del suministro proveniente de Argelia. Sin embargo, por otra parte, refuerza la integración de las infraestructuras gasísticas de los EUR-4 con las de los países del Norte de África. De hecho, como se puede ver en el Cuadro 4, las empresas del EUR-4 ya han firmado nuevos contratos de suministro con SONATRACH.

Así, en la actualidad, la construcción de plantas regasificadoras y conexiones internas potencialmente aumenta la conectividad¹⁷ y la diversificación de las fuentes de suministro de gas. Aunque los actuales contratos con las empresas comercializadoras llevan a pensar que la mayor parte del gas que entrará en el territorio EUR-4 tendrá su origen en los yacimientos del Norte de África.

Los corolarios de esta situación son tres:

1. Se aumenta la interdependencia entre los territorios de los países exportadores y de los importadores en el área del Mediterráneo occidental.

2. Esta interdependencia existe, pero es desigual, ya que tiene un sesgo negativo hacia el lado de la exportación, puesto que mientras los yacimientos argelinos están inevitablemente «conectados» a dos de los países de EUR-4, España e Italia, éstos han diversificado sus fuentes de suministro y han sentado las bases para una futura ampliación de la conectividad de su red.

3. En función de cómo evolucione el todavía hipotético mercado energético europeo, España e Italia tienen, en caso de que se creen las infraestructuras adecuadas, elementos para convertirse en los *países de tránsito* del gas del Norte de África hacia Europa¹⁸.

Resumiendo, la política de diversificación-flexibilización gasística que se ha llevado a cabo en en los últimos años ha establecido las bases para la creación de un sector gasístico integrado euromediterráneo en el que España e Italia, caso de darse las condiciones adecuadas, adquirirían la categoría de *país de tránsito* —y tal vez comercializador¹⁹—. En esta hipótesis, Portugal quedaría integrada en el territorio Ibérico, mientras que el papel de Francia no está tan claro.

¿Qué tipo de relaciones energéticas empresariales?

Cuando se amplía el estudio de las relaciones energéticas, de un estudio de relaciones entre países que producen y consumen, a un análisis que incluye también las relaciones con y entre las empresas que ejercen su actividad en estos territorios, los datos anteriores se pueden matizar mucho.

¹⁸ Véase GONZÁLEZ-ADALID (2006).

¹⁹ 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 geoenergético paneuropeo.

¹⁷ *Op. cit.*, ESCRIBANO.

CUADRO 2
EXPORTACIONES DE PETRÓLEO ARGELINO. PESO DE SONATRACH
(En %)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Petróleo bruto (10⁶ toneladas)												
Sonatrach	35	34	33	33	32	32	30	29	29	29	29	29
Asociación	0,7	4	4	6	8	9	10	17	26	30	34	34
Sonatrach (%)	97,99	89,47	89,19	84,62	80,00	78,05	75,00	63,04	52,73	49,15	46,03	46,03
GPL (10⁶ toneladas)												
Sonatrach	5	5	5	6	6	7	8	8	7	7	7	6
Asociación		0,1	0,5	0,5	0,9	1	1	1	1	2	2	2
Sonatrach (%)	100,00	98,04	91,58	92,59	87,08	87,50	88,89	88,89	87,50	77,78	77,78	75,00
Gas Natural (10⁹ m³)												
Sonatrach	114	118	120	121	120	128	129	128	125	124	124	122
Asociación	1	5	5	5	9	12	12	12	13	20	28	28
Sonatrach (%)	99,13	95,93	96,00	96,03	93,02	91,43	91,49	91,43	90,58	86,11	81,58	81,33

FUENTE: SONATRACH, *Rapport Annuel 2006* y elaboración propia.

Alianzas en la propiedad del producto exportado

El Cuadro 2 muestra que tener en cuenta la diferencia que existe entre un análisis basado en términos de país productor y un análisis centrado en las empresas que operan en este tipo de países lleva a reformular el concepto de país productor-exportador.

Los datos del cuadro muestran que en los últimos diez años, debido a la progresiva entrada de inversión extranjera y liberalización del sector de los hidrocarburos argelinos, casi la mitad del petróleo que se produce en Argelia es extraído «en asociación». Es decir, por empresas no argelinas, no nacionales y extranjeras. Para el gas, esa proporción es menor, pero la tendencia es creciente. El significado de estos datos es que quien suministra la energía primaria a la zona EUR-4 no es Argelia; es Sonatrach por un lado y un conglomerado de empresas extranjeras, parte de las

cuales declaran su domicilio en los países de la zona²⁰ EUR-4.

Por ello, aunque el gas y el petróleo crudo son lo que en términos económicos se denominan un *factor específico no deslocalizable*, la progresiva internacionalización de los yacimientos en los territorios con subsuelos ricos en hidrocarburos supone la pérdida del componente «nacional» de las exportaciones, ya que implica, también, la progresiva pérdida de relevancia de las llamadas Compañías Nacionales.

Por otra parte indica que, en lo que a extracción se refiere, en este caso tanto de petróleo como de gas, existen alianzas y acuerdos de asociación entre las empresas de los países productores y las de los países consumidores. Ello apunta hacia la creación de estrategias

²⁰ Véanse Cuadros 4 y 5.

CUADRO 3

CONTRATOS POR VOLUMEN EN GASODUCTOS O METANEROS¹
(En miles de millones de metros cúbicos al año)

Compañías	Gasoductos o metaneros					Total por nacionalidad	
	Enrico Mattei	Durán Farrell	GNL	Medgaz	Galsi	Volumen	Porcentaje
Compañías francesas						11,16	13,31
GDF ²	—	—	10,2	0,96	—		
Compañías italianas						37,5	44,73
Eni/gp (Italia)	19,5	—	1,8	—	—		
Enel Trade Spa (Italia) ³	6	—	—	—	—		
Mogest	0,5	—	—	—	—		
Edison	2	—	—	—	2		
World Energy	0,45	—	—	—	0,5		
Bridas	0,25	—	—	—	—		
ENEL	1	—	—	—	2		
Hera	—	—	—	—	1		
Ascopia AVE	—	—	—	—	0,5		
Compañías españolas						15,73	18,76
Gas Natural ³	—	9	—	—	—		
Endesa	—	—	1	—	—		
Cepsa	—	—	1,03	1,6	—		
Iberdrola	—	—	1,5	1,6	—		
Compañías portuguesas						2,5	2,98
Trangas	—	2,5	—	—	—		
Sonatrach						4	7,16
Sonatrach Gas Comercializadora ..	—	—	—	2	2		
Sonatrach Gas Italia	2	—	—	—	—		
Otras						10,95	13,06
Distrigaz (Rumanía)	—	—	4,5	—	—		
Botas (Turquía)	—	—	4	—	—		
Depa (Grecia)	—	—	0,7	—	—		
Geoplin (Eslovenia)	0,35	—	—	—	—		
Etap (Túnez)	0,4	—	—	—	—		
Statoil (Noruega)	—	—	1	—	—		
Total						83,84	100,00

NOTAS: ¹ Buques de transporte de gas natural licuado; ² Cuatro contratos; ³ Dos contratos.

FUENTE: SONATRACH, *Commercialisation Gaz 2007 et Rapport Annuel 2006* y elaboración propia.

empresariales fundadas, de forma creciente, en criterios de rentabilidad empresarial, más que de lógica —de legitimación— política nacional. Es decir, tiende a desparecer el concepto de *país productor*.

Alianzas en el transporte del gas

El Cuadro 3 muestra quiénes son los demandantes del gas argelino. El gas que se comercializa en el territorio EUR-4 llega del territorio argelino por medio de instalaciones conjuntas y en su mayor parte, en el territorio EUR-4, es comercializado por empresas francesas, italianas, españolas y portuguesas. Sólo desde 2006 empiezan a existir acuerdos para que Sonatrach participe de forma muy minoritaria en esta comercialización. Así, mientras la Compañía Nacional Argelina comercializará en Europa el 3 por 100 del gas argelino, el resto lo harán aquellas empresas que no sólo tienen participación en los gasoductos y en las empresas de *trading*, sino que también son las propietarias de las plantas regasificadoras y de generación eléctrica.

Tres son las consecuencias de estos datos.

1. Los primeros demandantes del gas argelino tienen alianzas, empresas comunes, con el oferente Sonatrach. Por ello, difícilmente se puede, a este nivel, hablar de intereses antagónicos, ya que la edificación conjunta de gasoductos y la creación de empresas de *trading* indican que en este segmento existe una integración microeconómica que, aunque limitada, une el «*amont*²¹ Sonatrach» a la comercialización de gas en los territorios de los países EUR-4.

2. Esta integración, por ahora, es menor en el tramo de la comercialización. Por ello, la capacidad de influencia de Sonatrach, como empresa, en el mercado gasístico de los territorios EUR-4 es prácticamente nula.

3. Estas alianzas son indicativas de que existe una complementariedad entre las actividades de las Compañías Nacionales de hidrocarburos y las empresas energéticas de los países EUR-4. Hoy en día esta complementariedad es clara en el segmento intermedio del transporte, pero es menos visible en otras fases de la cadena energética.

¿Un sector energético integrado?

El Cuadro 4 muestra el perfil de las seis grandes empresas de la zona. Todas estas empresas se encuentran entre las 50 primeras empresas del mundo según la clasificación del *Energy Intelligence Group*. Sólo este dato indica que en la zona euromediterránea confluyen seis (ocho, si alargamos la clasificación a 100²²) de las primeras empresas energéticas del mundo.

Los datos que acompañan esta clasificación resultan muy esclarecedores, ya que, por una parte, ayudan a matizar el poder que se suele atribuir a las compañías nacionales de los países productores, y, por otra, estos datos permiten aventurar mayor complementariedad entre las empresas de los llamados *países productores y consumidores*.

Empezando por las compañías de los *países productores*, nos hallamos frente a tres compañías de propiedad estatal. La argelina Sonatrach es la duodécima mundial; la de Libia, vigesimotercera mundial, y la egipcia EGPC, la vigesimosexta. En el caso de Argelia y Libia, estas clasificaciones todavía mejoran más cuando nos referimos a los indicadores que reflejan el peso de sus empresas en el *amont*. Según estos indicadores Sonatrach es la primera productora de gas del Norte de África, lo que equivale a ser la sexta del mundo y Libye NOC es la segunda productora de petróleo del Norte de África, lo que equivale a ser la vigésima mundial. Por

²¹ El término *amont* hace referencia a los primeros eslabones de la cadena de valor para el producto o sector de que se trate (como la prospección de petróleo y gas, la producción y venta de petróleo y la producción y venta de gas natural). Por oposición, *aval* se refiere a los últimos eslabones de la cadena de valor.

²² Cabe decir que si elaboráramos este mismo cuadro con la información de las 100 primeras empresas, en este cuadro añadiríamos dos empresas más: Gaz de France y CEPSA.

CUADRO 4
CLASIFICACIÓN MUNDIAL DE LAS SEIS PRIMERAS COMPAÑÍAS MEDITERRÁNEAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS¹

Nombre y País	Total (Francia)		Sonatrach (Argelia)		Eni (Italia)		Libye NOC (Libia)		Repsol YPF (España)		EGPC (Egipto)	
	N.º de orden	Unidades físicas	N.º de orden	Unidades físicas	N.º de orden	Unidades físicas	N.º de orden	Unidades físicas	N.º de orden	Unidades físicas	N.º de orden	Unidades físicas
Clasificación 2006	10	—	12	—	19	—	23	—	25	—	26	—
Propiedad estatal (%)	—	—	100	—	30	—	100	—	—	—	100	—
Res. Líquidos (10⁶ bbl/d)²	23	6.471	13	11.587	31	3.481	7	30.544	50	1.059	40	1.850
USA	3	231	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Canadá	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Hemisferio Occid.	—	—	—	—	—	—	—	—	6	1.040	—	—
Europa	9	978	—	—	14	661	—	—	33	3	—	—
O. Medio/África	13	2.463	9	11.587	15	879	6	30.544	31	117	17	1.850
Asia/Pacífico	16	62	—	—	—	—	—	—	27	6	—	—
Otros	—	2.858	—	—	5	1.941	—	—	—	—	—	—
Prod. líquidos (10³ bbl/d)³	18	1.506	12	1.934	22	1.079	20	1.350	31	525	40	339
América del Norte	36	9	—	—	35	19	—	—	—	—	—	—
América Latina	7	143	—	—	10	78	—	—	4	473	—	—
Europa	4	360	—	—	8	265	—	—	28	2	—	—
África del Norte	6	122	1	1.934	4	218	2	1.350	—	—	40	348
África Occidental	3	550	—	—	7	310	—	—	—	—	—	—
Oriente Medio	13	98	—	—	11	125	—	—	16	56	—	—
Asia/Pacífico	18	29	—	—	16	31	—	—	—	—	—	—
Otros	3	272	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Producción mundial (%)	—	2,28	—	2,72	—	1,57	—	2,04	—	0,75	—	0,49
Res. gas (Bcf)⁴	20	25.539	6	149.778	28	16.965	18	34.188	39	8.718	17	34.240
USA	27	224	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Canadá	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Hemisferio Occid.	—	—	—	—	—	—	—	—	4	11.974	—	—
Europa	9	5.790	—	—	11	5.540	—	—	36	1	—	—
O. Medio/África	16	4.798	4	149.778	14	8.082	9	34.188	31	154	10	33.350
Asia/Pacífico	13	4.057	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros	—	9.881	—	—	—	3.343	—	—	—	—	—	—
Prod. gas (MMcf/d)⁵	12	4.674	6	8.152	15	3.966	41	1.053	17	3.387	27	2.166
América del Norte	30	174	—	—	34	84	—	—	—	—	—	—
América Latina	7	585	—	—	16	60	—	—	2	3.351	—	—
Europa	4	2.063	—	—	5	1.716	—	—	27	6	—	—
África del Norte	7	141	1	8.152	5	300	3	1.053	—	—	—	—
África Occidental	3	277	—	—	4	198	—	—	—	—	—	—
Oriente Medio	20	28	—	—	8	738	—	—	18	57	2	1.678
Asia/Pacífico	5	1.254	—	—	19	150	—	—	—	—	—	—
Otros	3	255	—	—	—	—	—	—	14	2	—	—
Producción mundial (%)	—	2,36	—	4,03	—	1,86	—	0,48	—	1,69	—	0,83
Gas/Producción total (%)	—	33,0	—	42,1	—	36,1	—	—	—	51,7	—	45,4
Ventas (10³ bbl/d)³	4	3.786	25	645	21	997	37	433	17	1.325	23	712
América (%)	16	1,03	21	0,48	—	—	—	—	—	—	—	—
Europa (%)	1	14,55	18	0,55	6	3,72	—	—	5	5	—	—
Asia/Pacífico (%)	16	1,62	18	0,03	—	—	—	—	—	—	—	—
Capacidad destilado (10³ bbl/d)³	8	2.700	34	493	27	711	38	380	15	1.233	26	726
USA	13	176	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Europa	1	2.344	—	—	9	711	—	—	8	740	—	—
Otros	38	180	36	493	—	—	—	—	22	493	—	—
Producción petróleo/refino (%)	—	59,9	—	429,8	—	158,5	—	380,8	—	43,1	—	55,6
Ventas producto/refino (%)	—	112,9	—	148,9	—	148,3	—	121,1	—	109,8	—	91,9

NOTAS: ¹ Se dan los puestos que ocupan las compañías en las clasificaciones mundiales de los distintos subsectores, y en las clasificaciones de las distintas zonas geográficas en los que las compañías están presentes. Se dan, adicionalmente, las unidades físicas correspondientes; ² Millones de barriles; ³ Miles de barriles por día; ⁴ Miles de millones de pies cúbicos; ⁵ Millones de pies cúbicos al día.

Los datos de este cuadro han sido posibles gracias a la colaboración de la autora con el Grupo de trabajo sobre cuestiones energéticas del Real Instituto Elcano.

FUENTE: The Energy Intelligence; Top 100 Ranking The World's Oil Companies y elaboración propia.

otra parte, en ambos casos se considera que controlan buena parte de las reservas mundiales de petróleo y gas, puesto que la empresa de Libia ocupa el séptimo puesto, cuando nos referimos a petróleo, y la argelina el sexto, cuando nos referimos al gas. En todos estos indicadores el peso de la egipcia EGPC es menor, aunque en los últimos años ha ido cobrando importancia en el panorama energético norteafricano.

Esta información, sin más, apoya a aquellos que afirman que las CPN (Compañías Petroleras Nacionales) son las que tienen el poder en las relaciones energéticas y que los *países consumidores* están a merced de la voluntad de los dirigentes de los países ricos en recursos naturales.

Sin embargo, esta percepción podría modificarse si analizáramos otros componentes de las relaciones energéticas euromediterráneas. También en el Cuadro 4, observamos cuatro cuestiones adicionales.

1. En primer lugar, Francia, Italia y España, a pesar de no ser países productores, también tienen empresas energéticas relevantes a nivel mundial. De hecho, la francesa Total forma parte del club de las cinco privadas «grandes-grandes» (ExxonMobil, BritishPetroleumAmocoArco, Royal Dutch Shell, ChevronTexaco y TotalFinaElf) y está mejor situada en la clasificación que Sonatrach. ENI. En un sector monopolista por definición, ello implica que estas tres empresas tienen una capacidad de influir en la escena energética, no sólo regional, sino mundial.

2. En segundo lugar, si en vez de analizar cifras globales se analizan las ratios de integración de estas empresas (*últimas dos filas del Cuadro 4*), se observa que tanto Sonatrach como Libia NOC son empresas extremadamente «descompensadas», puesto que si bien son unos gigantes en términos del *amont*, son empresas de dimensiones reducidas en el resto de actividades, especialmente en las actividades *aval*. Este desequilibrio no es tan extremo en el caso de las empresas de los territorios EUR-4. Muestra de ello es que la producción de petróleo de Total y de ENI es similar a las grandes CPN norteafricanas y la de gas, siendo inferior a Sonatrach, es mayor que la de la libia NOC.

3. Las CPN, además de ser empresas poco diversificadas en términos de actividades, son empresas muy concentradas regionalmente²³. Por el contrario, las tres compañías de los territorios EUR-4 son empresas muy diversificadas geográficamente. Repsol YPF, más centrada en América Latina, pero Total con presencia en todo el mundo. Además, tanto Total como ENI se encuentran entre las cinco primeras posiciones en el *amont* y el *aval* de la zona Euromediterránea.

4. Por último, Total y ENI son la primera y la quinta empresa en el mercado europeo y Total es la primera empresa europea en capacidad de destilado. Repsol YPF, está también en buena posición, pero a cierta distancia de las otras dos. Esta situación otorga un poder de mercado —y, por ello, de influencia y negociación— enorme a estas empresas.

Así los datos que mostramos en el Cuadro 4 nos llevan a tres conclusiones:

- En un espacio tan reducido como el analizado confluyen algunas de las primeras empresas energéticas del mundo. Ello tiene un corolario positivo —a nivel externo existe una base para crear un poder energético regional para negociar con otros poderes energéticos globales—, que coexiste con uno negativo: a nivel regional, la dificultad de regular unos gigantes energéticos como los que acabamos de describir.
- Las CPN como Sonatrach y Libia NOC, a pesar de figurar entre las primeras empresas del mundo, por el significativo volumen de reservas probadas que se hallan en su territorio, son «gigantes de pies de barro», ya que son fuertes en una de las fases de la industria —extracción y exportación—, pero no son empresas integradas y no están diversificadas ni productivamente ni territorialmente. En un contexto en que las grandes empresas privadas transnacionales del sector cada vez tienen

²³ Es cierto que en los últimos años, especialmente SONATRACH, intentan diversificar geográficamente su actividad. Por ejemplo, el pasado mes de junio, firmó un pacto para vender GNL (gas natural licuado) a la India, así como declaró que, de aquí al 2015, tenía intención de triplicar sus ventas de GNL a EE UU.

CUADRO 5

PARRILLA DE RELACIONES ENTRE LAS COMPAÑÍAS EUR-4 Y SONATRACH

SONATRACH con:	<i>Amont</i>	Transporte	<i>Aval</i>	Generación eléctrica y mercado en EUR-4	
Compañías francesas	Total GDF	Total GDF	Total	CEPSA y Total GDF MED LNG y GAS (GDF)	Comercialización de gas Regasificación (Bretaña) Comercialización de gas
Compañías españolas	Repsol YPF Cepsa	Repsol YPF Cepsa Endesa Iberdrola Gas Natural	Repsol YPF	GEPESA-Cepsa Endesa Iberdrola Gas Natural Unión Fenosa Propanchem, Basf	Cogeneración Proyecto Reganosa + Regasificación (Livorno) Cogeneración (Bizkaia y Sagunto) Comercialización de gas Proyecto Reganosa Petroquímica (Tarragona)
Compañías italianas	ENI	ENI Edison Enel		TMPC (Sonatrach-ENI) Gov. Cerdeña	Comercialización de gas Comercialización de gas
Compañías portuguesas		Transgas		EDP	Comercialización de gas Cogeneración + Comercialización

FUENTE: Elaboración propia.

más poder y peso en la escena hidrocarburífera mundial²⁴, cuesta imaginar un protagonismo y un poder creciente de estas empresas.

- La confluencia de estas empresas y su distinta especialización posibilitan una complementariedad y una política de alianzas entre estas empresas y otras menores, con fuerte presencia en la zona. Potencialmente, ello implica una mayor integración microeconómica del sector energético en la zona y, por ello, la consecución de objetivos comunes.

El Cuadro 5 pretende mostrar un mapa de las alianzas que hoy en día existen entre las empresas domiciliadas en los EUR-4 y la compañía argelina Sonatrach.

La columna *Amont* muestra que existen acuerdos de asociación (*joint ventures*, producción compartida o filial

argelina) en la extracción de crudo. En nuestro caso, con los datos que ya se han visto, ello indica que en la Zona euromediterránea tanto las CPN como las «compañías EUR-4» son las extractoras y exportadoras de energía primaria.

La columna *Transporte* refleja las ya mencionadas alianzas. Ello significa que las alianzas entre empresas europeas y norteafricanas llevarían a que las empresas de los «países productores» quedaran integradas en las necesidades de los demandantes: la industria gasística/eléctrica de los EUR-4.

La poca presencia de empresas de los EUR-4 en el *Aval* argelino, muestra que en la complementariedad empresarial entre las empresas de ambas orillas del Mediterráneo, el mercado de los países del Norte de África no es la prioridad.

Por último, la cuarta columna es aquella que refleja las alianzas que las empresas de los países EUR-4 han

²⁴ Véase MAÑÉ (2005).

hecho con Sonatrach en el ámbito de la comercialización de gas, de la regasificación y de la cogeneración. Todos estos proyectos son recientes o están todavía en fase de elaboración-aprobación. Por ello, reflejan un nuevo tipo de alianzas en este segmento final que permitirían culminar el proceso de alianzas ya iniciado: primero en el *amont*, después en el transporte y, ahora, en el mercado de la zona EUR-4. Además, a la luz de los datos del Cuadro 4, no es difícil aventurar que en un escenario de mayor concentración, ya que la creación de conglomerados energéticos euromediterráneos integrados parece probable.

¿Qué política de seguridad energética para el Mediterráneo occidental?

En función de lo visto, las políticas de seguridad energética que se diseñen para la zona han de tener en cuenta lo siguiente:

1. Territorialmente, se ha creado un espacio geográfico regional que es una pieza más en el espacio geoenergético paneuropeo. Este espacio es un microcosmos energético en el que existen importantes flujos de energía. Hoy por hoy, este subespacio regional es relativamente autónomo y parece estar dotándose de ciertas estructuras institucionales —de *governance*— propias, como son la OME o el Foro de energía Euromediterráneo.

2. Existe una fuerte interdependencia entre exportadores (orilla Sur del Mediterráneo) e importadores. Esta interdependencia saca a la luz la dependencia de los primeros, debido a la fuerte concentración de sus ventas —de compradores— en los países EUR-4. Ello lleva a plantear que en la actualidad nos encontremos en un escenario energético *buyer-driven*, más que *producer-driven*. Esta hipótesis se refuerza con:

a) La creciente concentración de las infraestructuras de transporte y regasificación en los territorios de dos países de la zona EUR-4 —España e Italia—, que, *de facto*, crea monopsonios para el gas que llega a estos territorios. Todavía no está claro cómo evolu-

cionará el poder de estos monopsonios, caso de producirse las interconexiones necesarias, con los otros dos espacios —el Euroasiático y el Euronórdico—, y los países del Sur de Europa aparecieran como *países de tránsito*.

b) La existencia de acuerdos de asociación en los yacimientos del Norte de África que debilitan el poder de las CPN productoras en el juego energético Mediterráneo, ya que la propiedad del producto extraído y exportado es compartida entre las compañías nacionales del Norte de África y las domiciliadas en los territorios de los EUR-4.

c) Las alianzas en el transporte del gas, cuyo principal destino son los EUR-4. Estas alianzas llevan a que las CPN del Norte de África tiendan a integrarse en la lógica empresarial de las empresas demandantes. Por el momento este transporte no se traduce —de forma notable— en una comercialización conjunta.

d) La concentración de grandes empresas energéticas en el territorio euromediterráneo. Entre la actividad (*amont* y *aval*) de estas empresas existe una complementariedad, pero ésta se da entre agentes desiguales, puesto que las empresas ubicadas en el espacio EUR-4 —especialmente Total y ENI— están más equilibradas, integradas y tienen mayor capacidad de influencia a escala europea y mundial.

3. Las alianzas que existen hoy en día muestran que se podría tender, porque existe una base objetiva para ello, hacia la creación de un conglomerado energético integrado, formado por las empresas que hoy en día se hallan en territorio geográfico Euromediterráneo.

El *corolario metodológico* de estas conclusiones es que en términos de concepción de la política de seguridad energética, la dicotomía *país productor-país consumidor* no es suficiente para fundar este tipo de políticas. Este paradigma no tiene en cuenta la interdependencia en las relaciones energéticas. Además, el análisis del «microcosmos mediterráneo» muestra que las relaciones energéticas no sólo se dan entre países productores y consumidores. Por el contrario, existe una tercera

CUADRO 6
ACTORES Y OBJETIVOS ENERGÉTICOS

Actores	Objetivo último	Objetivo intermedio
Países productores	<ul style="list-style-type: none"> • Renta nacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción energía
Países de tránsito	<ul style="list-style-type: none"> • Renta nacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte
Países consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Financiación externa • Suministro de los: <ul style="list-style-type: none"> — Consumidores — Empresas 	
Empresas	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficio 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de energía

FUENTE: Elaboración propia.

categoría de actores que son las empresas²⁵, que son las que conectan los yacimientos con los consumidores finales. Existe, también, una categoría de país intermedia —entre los yacimientos y los consumidores— que es la de *tránsito*. Siendo estos países aquellos transitados por los oleoductos y los gaseoductos y aquellos —para el caso del gas— que regasifican y reexportan el gas licuado.

El resultado del Proceso de Barcelona, al impulsar políticas basadas en el «mercado», ha sido desplazar los núcleos de poder en las relaciones energéticas mediterráneas. Se está dando un claro predominio de las empresas que operan en el tramo intermedio de la cadena gasista, y que son las compradoras-demandantes de los hidrocarburos del Norte de África. Este predominio parece producirse en detrimento de las CPN productoras-exportadoras.

En términos de *seguridad energética* esta situación plantea un escenario nuevo en el Mediterráneo occidental, puesto que esos resultados generan más interrogantes que respuestas. Como ya planteó Escribano

(2006) *la seguridad energética puede no tener las mismas implicaciones para los gobiernos, las empresas energéticas y los consumidores finales (hogares y empresas)*. Ello todavía cobra más fuerza si tenemos en cuenta que, en muchos casos, los accionistas de los proyectos empresariales son fondos de inversión extranjeros o transnacionales y, por ello, totalmente alejados a cualquier tipo de lógica de consumo nacional.

El Cuadro 6 ayuda a comprender estas ideas. Éste recoge a los cuatro tipos de actores mencionados e introduce la vertiente financiera de las relaciones energéticas.

El Cuadro 6 muestra los cuatro tipos de actores energéticos que confluyen en el espacio geoenergético del Mediterráneo occidental: países productores, de tránsito y consumidores, además de las empresas. Además, el cuadro muestra que si añadimos el componente financiero de los hidrocarburos, el objetivo prioritario de los actores energéticos resulta no ser la producción de energía, exceptuando el suministro para los países consumidores. Producir energía sólo sería un objetivo intermedio para —en función de los pactos y acuerdos que alcance con los otros actores— obtener su parte del excedente energético. Así, los objetivos que pretenden lograr los cuatro tipos de actores energéticos

²⁵ Ésta a su vez se puede subdividir en otras (*upstream, midstream y downstream*).

pueden llegar a ser nueve: seis prioritarios y tres intermedios.

Esta clasificación de actores y objetivos —y las especificidades de una cadena energética basada en los hidrocarburos— permite explicar el actual escenario de seguridad en el ámbito Mediterráneo que, recordemos, es un escenario marcado por un peso creciente de los grandes conglomerados energéticos Euromediterráneos mixtos, sesgado hacia el lado *buyer side*. En este escenario concreto:

a) *Países productores*

En los países productores se pueden dar dos tipos de actuaciones de forma realista. La que da un mayor énfasis en la producción de energía (objetivo intermedio). Esta actuación trata de mantener su parte de renta nacional, invirtiendo y participando en otras fases de la cadena energética en los países consumidores. Buen ejemplo de esta estrategia la tenemos hoy en día con Sonatrach.

El nuevo tipo de contratos que reflejamos en el Cuadro 4 serían parte de esta estrategia, como también lo es que su Ministro de Energía y Minas, Chakib Khelil, declare que «en la nueva ronda de *appel d'offres* que ahora se inicia, las concesiones se otorgarán a cambio de acuerdos en el aval».

La segunda, con un mayor énfasis en el objetivo financiero, es valorizar al máximo las ventas de energía primaria para crear fondos de inversión institucionales. Esta faceta financiera del petróleo se ha acentuado con las políticas propuestas por los organismos económicos internacionales para combatir el *resource curse*²⁶. Se aconseja la creación de fondos de ahorro y estabiliza-

ción, cuyo principal objetivo es convertir un activo físico como es el petróleo en activo financiero²⁷, para que los países exportadores los inviertan en los mercados de capitales internacionales. Ello podría llevar, a que los Estados de los territorios productores vean sus fondos —más que el petróleo físico— como el nuevo instrumento de política internacional²⁸. Una noticia que apunta hacia nuevas alianzas financieras: Irán está llevando a cabo conversaciones con la compañía energética estatal Sonatrach, con el fin de emplear un fondo de inversión ubicado fuera de la República para catalizar el desarrollo de la problemática Fase 12 en el yacimiento de gas de South Pars²⁹.

De estas dos opciones, la primera, aunque en muchos medios de comunicación se le ha calificado de nacionalismo energético, tiende a reducir el grado de intervención del Estado productor en la producción de los bienes energéticos, por reforzar el papel de las alianzas empresariales y fomentar la creación de conglomerados transnacionales energéticos microeconómicos. La segunda, por el contrario, si escogemos un fondo como Kuwait Investment Office de referencia, tiende a reforzar el papel del Estado y de las CPN en el ámbito de la extracción-exportación y favorece un mayor peso en la política y economía internacional de los Estados de los países ricos en hidrocarburos.

b) *Países consumidores*

Pasando ahora a los gobiernos de los países consumidores, el cuadro muestra que tres pueden ser los objetivos de sus políticas de seguridad energética: seguri-

²⁶ La «maldición» consiste en que países supuestamente más «ricos» que el resto experimentan peores resultados en términos de progreso económico y reducción de la pobreza que aquellos países que no han gozado de este aparente beneficio. Para una excelente recensión de distintos casos de estudio e interpretaciones teóricas de esta maldición véase STEVENS (2003).

²⁷ Para una explicación detallada sobre políticas fiscales en países productores de petróleo véase (BARNETT y OSSOWSKI, 2003).

²⁸ PANASPORNPASIT (2005) nos habla del peso de la *Dinar Diplomacy* en las relaciones Kuwait-USA. De hecho, este libro muestra que el principal instrumento de la política exterior kuwaití es la Kuwait Investment Office (KIO), ya que los crecientes déficit (exterior y público) estadounidense vinculan a KIO con el destino de las economías occidentales.

²⁹ MEED Middle East Economic Digest, June 15, 2007 v51 i24 p14(1).

dad de suministro para sus demandantes (empresas), seguridad de suministro para sus consumidores (población y empresas no energéticas) o financiación para sus economías³⁰. Además, si la situación geográfica lo permite, caso de Italia y España, convertirse en territorios de tránsito.

En el contexto actual, el análisis realizado en este texto indica claramente que las políticas realizadas tienden a favorecer la seguridad de suministro de las empresas. Sobre el resto la cuestión no está tan clara. Tal vez, estrictamente en el contexto de análisis, se podría apuntar a dos modelos extremos. En España, las consecuencias de la escasa política energética euromediterránea, con una política energética nacional poco definida, ha otorgado mayor peso a los demandantes articulados alrededor del segmento del transporte, de la comercialización y de la cogeneración eléctrica. En Francia, gracias a una política energética con un claro contenido nacional se ha mantenido un mayor equilibrio entre los demandantes y los consumidores.

c) Empresas

Por último, las empresas, aunque su objetivo sea lograr beneficios. Debemos distinguir entre dos tipos de estrategias, la que prima la inmediatez de los beneficios y, otra, que favorece la obtención de éstos por medio de la producción de energía real a largo plazo. Hoy en día, prima la primera de estas opciones, puesto que las estructuras de financiación de las grandes corporaciones transnacionales están controladas por grupos bancarios-financieros, o están basadas en grandes fondos de inversión captados en los mercados de capital internacional. En ambos casos, el resultado que se espera de las empresas energéticas es una rentabilidad alta e inmedia-

ta. Este resultado es contrario al objetivo de producción de energía. Ello se explica porque el objetivo de rentabilidad inmediata es opuesto a la realización de las costosas inversiones que requiere la producción de energía —en infraestructuras, I+D y tecnología—; como también es contrario al mantenimiento de alianzas empresariales a largo plazo, que obligan a contratos flexibles y adaptables al cambio del entorno³¹. En estas condiciones es muy difícil —ante una industria altamente monopolística— asegurar el suministro de consumo energético.

En el caso en el que desde las empresas se definan estrategias a largo plazo, es más fácil asegurar un flujo constante y a largo plazo de suministro energético. Aunque el grado de ello, también, va asociado a la forma en que se financien las empresas y —aunque hoy en día sea políticamente incorrecto decirlo— al tipo de propiedad de la empresa energética.

Ante todo ello podemos concluir este apartado diciendo que en el contexto energético Euromediterráneo actual, las políticas que favorecerán una mayor seguridad energética para los consumidores —y con un enfoque de país consumidor— han de lograr:

1. Para las empresas de los países productores, favorecer las alianzas en el aval en EUR-4 entre estas CPN y las empresas energéticas domiciliadas en Europa.
2. En los países consumidores, establecer una regulación energética que contemple de forma clara que los demandantes nacionales/europeos de energía primaria no son los mismos que los consumidores de los bienes energéticos.
3. Para las empresas, buscar formas alternativas de financiación nacionales/europeas de las empresas del sector energético.
4. Articular estas políticas con el conglomerado de intereses energéticos euromediterráneos existente: la *governance structure* creada en torno a la OME y al Foro Euromediterráneo de la Energía.

³⁰ Baste como ejemplo de esta afirmación decir que en EE UU los petrodólares hacen tolerable su gran déficit externo (...), ya que (...) los dólares externos se emplean para comprar deuda estadounidense (...) y (...) permiten, a pesar de las bajísimas tasas de ahorro interno, elevados niveles de consumo e inversión» (LONNEY, 2004: 27).

³¹ Una muestra de ello ha sido el reciente conflicto entre Repsol YPF, Gas Natural y Sonatrach.

En caso contrario:

a) si las políticas de seguridad energética tienden a potenciar el lado extractor de las CPN,

b) parten de la premisa que favorecer a las empresas privadas domiciliadas en el país, es favorecer a los consumidores nacionales, y

c) se exige una rápida y creciente rentabilidad a las empresas,

se está primando la faceta financiera de los hidrocarburos. Puede que ello se considere positivo para financiar la actividad económica, pero, como se ve en el Cuadro 5, ello va en detrimento del objetivo de seguridad de suministro para el consumo energético.

Por último, un aspecto crucial en este debate es decidir si los países europeos apuestan por políticas energéticas nacionales o europeas. En este contexto es en el que se deberán analizar los objetivos de los países de tránsito europeos y el rol de las infraestructuras de transporte e interconexiones.

Referencias bibliográficas

- [1] BARNETT, S. A. y OSSOWSKI, R. (2003): «Operational Aspects of Fiscal Policy in Oil-Producing Countries», en DAVIS, J. M.; OSSOWSKI, R. y FEDELINO, A., *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*, IMF, Washington D.C.
- [2] CIEP (2004): *Study on Energy Supply Security and Geopolitics*, Final Report prepared for DGTREN, TREN C1/06 2002, ETAP Programme.
- [3] ESCRIBANO, G. (2006): «Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE», *Real Instituto Elcano DT*, número 33.
- [4] EU (2000): «Green Paper towards a European Strategy for the Security Energy Supply», http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/lpi_lv_en1.html.
- [5] EU COMMISSION (1995): *White Paper: An Energy Policy for the European Union*, COM (95) 682 final, 13 de diciembre.
- [6] EU COMMISSION (2006): *Green Paper: A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*, Bruselas, 8 de marzo, COM (2006) 105 final.
- [7] EU COMMISSION (2007): *Règlement du Parlement Européen et du Conseil Modifiant le Règlement Concernant les Conditions d'Accès aux Réseaux de Transport de Gaz Naturel*, Bruselas, 19 de septiembre, COM (2007) 532 final.
- [8] GONZÁLEZ-ADALID, A. (2006): *El gas natural en la cuenca mediterránea: España como país de tránsito*, Palma de Mallorca, 2 de diciembre.
- [9] HENRY, P. y SAINT LAURENT, B. (2007): *Les Investissements Étrangers vers la Région MEDA ont Encore Accélééré en 2006*, MED2007, 236-244, IEMed/Fundació CIDOB.
- [10] ISBELL, P. (2007): «El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas, Documento de Trabajo», *Real Instituto Elcano DT*, número 21.
- [11] KERAMANE, A. y BENAVIDES, P. (2006): *Conclusions du Groupe de Travail*, III Foro Euromediterráneo de la energía, diciembre.
- [12] LOONEY, R. (2004): «Petroeuros: A Threat to U.S. Interests in the Gulf?», *Middle East Policy*, IX, 1, 26-37.
- [13] MAÑÉ, A. (2008): «Sécurité Énergétique en Méditerranée Occidentale: Nouveaux Facteurs, Nouvelles Politiques», *Notes de l'IFRI* (Working Paper, en prensa).
- [14] MAÑÉ, A. (2006): «Argelia: ¿Retorno al nacionalismo energético?», *ARI del Real Instituto Elcano*, número 102.
- [15] MAÑÉ, A. (2005): «European Energy Security: Towards the Creation of the Geo-energy Space» (2005-WS 03), *Sixth Mediterranean Social and Political Research Meeting*, Mediterranean Programme of the Robert Schuman Centre for Advanced Studies at the European University Institute, Montecatini Terme, marzo.
- [16] OME (2007): *Natural Gas, Supply and Market Security Issues. Europe and its Suppliers*, OME Discussion paper, junio.
- [17] OME (2006): *News Letter*, 31, junio.
- [18] PANASPOORNPRAI, CH. (2005): *US-Kuwait Relations 1961-1992*, Routledge.
- [19] SÁNCHEZ ANDRÉS, A. (2006): «Relaciones político-económicas entre Rusia y los países del Magreb», *Real Instituto Elcano DT*, número 22.
- [20] STEVENS, P. (2003): «Resource Impact: Curse or Blessing? A Literature Survey», *The Journal of Energy Literature*, IX, 1.